

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
DEPARTAMENTO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CEZAR AUGUSTO VICENTIM**

**ANÁLISE ESTÁTICA DE MICRORREDES:  
MODELAGEM DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE  
ENERGIA E MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL VIA  
ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

Florianópolis

2015



CEZAR AUGUSTO VICENTIM

**ANÁLISE ESTÁTICA DE MICRORREDES:  
MODELAGEM DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE  
ENERGIA E MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL VIA  
ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

Dissertação submetida ao Programa  
de Pós-Graduação em Engenharia Elé-  
trica para a obtenção do Grau de Mes-  
tre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio José Alves  
Simões Costa, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Cata-  
rina

Florianópolis

2015

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

VICENTIM, CEZAR AUGUSTO  
ANÁLISE ESTATICA DE MICRORREDES: MODELAGEM DE SISTEMAS  
ARMAZENADORES DE ENERGIA E MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL VIA  
ESTIMAÇÃO DE ESTADOS / CEZAR AUGUSTO VICENTIM ;  
orientador, ANTONIO SIMÕES COSTA - Florianópolis, SC, 2015.  
161 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. MICRORREDES. 3. ESTIMAÇÃO DE  
ESTADOS. 4. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. 5. FUSÃO  
DE DADOS. I. SIMÕES COSTA, ANTONIO. II. Universidade  
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica. III. Título.

CEZAR AUGUSTO VICENTIM

**ANÁLISE ESTÁTICA DE MICRORREDES:  
MODELAGEM DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE  
ENERGIA E MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL VIA  
ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 17 de Julho 2015.

---

Prof. Carlos Galup Montoro, Dr.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina  
Orientador

---

Prof<sup>a</sup>. Fernanda Trindade Arioli, Dr<sup>a</sup>.  
Universidade Estadual de Campinas

---

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Miguel Moreto, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Dedico este trabalho à minha mãe, Marley.





## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Marley A. Saraiva e José W. Vicentin, pelo apoio incondicional e também ao meu irmão, André L. Vicentin, grande conselheiro e incentivador dos meus passos, o qual tenho como exemplo e inspiração.

Agradeço a todos os professores com quem tive o prazer de estudar e aprender durante o período de realização deste trabalho, em especial ao meu orientador Prof. Antonio Simões Costa que sempre me recebeu com grande disposição para esclarecer minhas dúvidas e teve fundamental participação no resultado desta dissertação.

Por fim, agradeço aos novos amigos proporcionados pela realização deste trabalho e aos velhos amigos com os quais a amizade foi fortalecida: Bráulio, Bruno Griss, Bruno Remor, Ciro, Cleberson, Edson, Édwin, Estone, Fernando (gaúcho), Fernando (mineiro), Franciele, Guido, Guilherme, Gustavo, Humberto, Jean, João, Jonas, José Octávio, Júlia, Juliana, Karila, Kauana, Leandro, Marco, Maurício, Pablo, Paulo, Rafael, Rodolfo Bialecki, Rodolfo (gordo), Sara, Valter, Victor e Wellington.



*“Fé em Deus que ele é Justo,  
Ei irmão nunca se esqueça, na guarda, guerreiro,  
Levanta a cabeça, onde estiver seja lá como for,  
Tenha fé porque até no lixo nasce flor!”.*  
*(Racionais Mc's)*



Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **ANÁLISE ESTÁTICA DE MICRORREDES: MODELAGEM DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA E MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL VIA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

**Cezar Augusto Vicentim**

Florianópolis/2015

Palavras-chave: Microrredes, Estimação de Estados, Sistemas de Armazenamento de Energia, Medidores Inteligentes, Geração Distribuída, Fusão de Dados.

A crescente integração de microgeração próxima às cargas, aliada à utilização de sistemas de armazenamento, à evolução tecnológica e ao aumento da demanda contribuem para a transformação das redes elétricas atuais em sistemas mais inteligentes e eficientes. O conceito de microrrede surge como um elemento facilitador para comportar essas mudanças previstas nos sistemas elétricos. Com o surgimento das redes inteligentes (*smart grids*) novas funcionalidades serão alcançadas trazendo benefícios para os consumidores e fornecedores de energia elétrica. Neste contexto, a estimação de estados tem papel fundamental para o controle e operação seguros e flexíveis destes sistemas. Esta dissertação apresenta uma proposta para integrar as diferentes classes de medida encontradas nas microrredes com o intuito de viabilizar a estimação de estados nestes sistemas. A estratégia proposta adota para cada classe de medida um estimador individual e, com base nas técnicas de fusão de dados, fornece uma estimativa ótima para as variáveis de estado da rede. As classes de medida tratadas nesta dissertação compreendem: pseudomedidas, medidas oriundas do sistema SCADA, medidas fasoriais sincronizadas e dados de medidores inteligentes. Um estimador híbrido idealizado, que processa simultaneamente medidas das diversas classes consideradas é implementado com o intuito de avaliar os resultados obtidos via estimação de estados através da fusão de dados. Outro problema abordado na dissertação está relacionado à capacidade das microrredes operarem em modo isolado, situação em que podem se verificar desvios significativos de frequência na transição desde o modo interligado. Sistemas de armazenamento de energia apresentam potencial para promover o balanceamento da geração e da carga e assim evitar tais excursões de frequência, além de funcionar como

geração adicional às fontes de geração distribuída. Esta dissertação considera a inserção de bancos de bateria para avaliar sua contribuição para o controle de frequência em um sistema-teste correspondente a uma microrrede realística.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

## **STATIC MICROGRID ANALYSIS: ENERGY STORAGE DEVICES MODELING AND REAL TIME MONITORING THROUGH STATE ESTIMATION**

**Cezar Augusto Vicentim**

Florianópolis/2015

**Keywords:** Microgrids, State Estimation, Energy Storage System, Smart Meter, Distributed Generation, Data Fusion.

Factors such as the increasing integration of microgeneration at nodes close to the load, aggregation of energy storage devices, new technology developments, and growing demand have contributed to turn conventional electric grids into smarter and more efficient systems. The microgrid concept arises as a means to materialize those changes at the power distribution level. With the advent of the smart grids, new functionalities will be achieved, bringing benefits to consumers and electric energy providers alike. In this context, Power System State Estimation has a fundamental role as an instrument to ensure operation security as well as flexible control and operation for such systems. This thesis proposes a methodology to integrate distinct measurement classes available at the microgrids level in order to take the best possible advantage of them in the process of building a reliable real-time model for the underlying network. The proposed strategy processes the measurements pertaining to each class through an individual estimator. In a subsequent stage, data fusion techniques are employed to combine individual estimation results so as to ultimately provide optimal state estimatives. The latter step relies on established principles of Estimation Fusion Theory. The measurement classes considered in this work are: load forecast-based pseudomeasurements, SCADA measurements, synchronized phasor measurements and data gathered from smart meters. Results of an idealized hybrid estimator capable of simultaneously processing different measurement classes are used as a reference to evaluate results provided by the data fusion state estimator. Another problem addressed in the dissertation is related to the microgrid capability for operating in islanded mode. In the transition from interconnected to islanded mode, significant frequency deviations may arise, which should be promptly mitigated through the microgrid own resources. Energy storage devices are potentially able to promote generation-load balance and avoid large frequency deviations, in addition to providing spared generation to the microgrid. Specifically, the purpose of the related investigation carried out in this thesis is the contri-

bution of energy storage equipment to frequency control. For that purpose, a charging/discharging model for such devices is developed, and a number of case studies are simulated on a test system based on a realistic microgrid equipped with battery banks.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Arquitetura de uma microrrede CERTS [1].....	36
Figura 2.2	Arquitetura de uma microrrede segundo o projeto MI-CROGRIDS [1].....	37
Figura 2.3	Representação de uma onda senoidal através de um fasor. ....	44
Figura 2.4	Sistema de medição fasorial sincronizada. ....	45
Figura 2.5	Estrutura básica de uma unidade de medição fasorial. ....	46
Figura 3.1	Diagrama unifilar simplificado do sistema de armazenamento. ....	54
Figura 3.2	Capacidade de armazenamento de uma bateria em função da corrente de descarga. ....	57
Figura 3.3	Tensão de carga e descarga do modelo proposto. ....	58
Figura 3.4	Variação da resistência interna da bateria com o SOC. ....	59
Figura 3.5	Procedimento de armazenamento/suprimento de energia das baterias e calculo do SOC final. ....	61
Figura 3.6	Fluxograma do procedimento de correção do desvio de frequência para a microrrede isolada. ....	62
Figura 5.1	Sistema teste [2].....	79
Figura 5.2	Estimador centralizado. ....	83
Figura 5.3	Estratégias de fusão de dados.....	85
Figura 5.4	Estimador híbrido compreendendo todas as informações utilizadas neste trabalho.....	92
Figura 5.5	Fusão das estimativas compreendendo todas as informações utilizadas neste trabalho.....	94
Figura 6.1	Sistema teste adaptado de [3]. ....	98
Figura 6.2	Curva de carga típica residencial.....	99
Figura 6.3	Característica de estatismo potência ativa-frequência [23].	100
Figura 6.4	Característica de estatismo potência reativa-tensão [23].	101
Figura 6.5	Correção da frequência sem baterias. ....	104
Figura 6.6	SOC inicial de 50%. ....	105
Figura 6.7	SOC inicial de 30%. ....	106
Figura 6.8	SOC inicial de 80%. ....	107
Figura 6.9	Correção da frequência sem baterias. ....	107

Figura 6.10 SOC inicial de 50%.....	108
Figura 6.11 SOC inicial de 30%.....	109
Figura 6.12 SOC inicial de 80%.....	110
Figura 6.13 Diagrama unifilar da rede com indicação do Plano de Medição utilizado.....	113
Figura 6.14 Comparação de resultados entre a estimação baseada nas pseudomedidas e nos dados do sistema SCADA e o resultado do fluxo de potência.....	115
Figura 6.15 Erros absolutos de acordo com o estimador híbrido base- ado nas pseudomedidas e medidas do sistema SCADA.....	116
Figura 6.16 Resultado dos estimadores individuais e fusão de dados das pseudomedidas com as medidas do sistema SCADA em comparação com o fluxo de potência.....	118
Figura 6.17 Erros absolutos do estimador baseado nas pseudomedi- das, sistema SCADA e da fusão de dados em relação aos valores do fluxo de potência.....	119
Figura 6.18 Comparação de resultados entre a fusão dos dados e o fluxo de potência.....	120
Figura 6.19 Erros absolutos da fusão de dados para o CASO A....	121
Figura 6.20 Comparação de resultados entre a estimação híbrida baseada nas pseudomedidas e medidas SCADA adicio- nadas das medidas fasoriais e o fluxo de potência.....	122
Figura 6.21 Erros absolutos de acordo com o estimador híbrido do CASO B em relação ao resultado do fluxo de potência.....	123
Figura 6.22 Resultados da estimação das medidas convencionais e medidas fasoriais e da fusão destas em comparação com os valores do fluxo de potência.....	125
Figura 6.23 Erros absolutos de cada estimador individual e da fusão de dados em relação aos dados do fluxo de potência....	126
Figura 6.24 Comparação de resultados entre a fusão de dados das medidas convencionais e fasoriais e o fluxo de potência.....	127
Figura 6.25 Erros absolutos da fusão de dados em relação aos valores do fluxo de potência.....	128
Figura 6.26 Comparação de resultados entre o estimador híbrido com todos os dados considerados e o fluxo de potência.....	130
Figura 6.27 Erros absolutos do estimador híbrido em relação aos dados do fluxo de potência.....	131

Figura 6.28 Resultado de cada estimador individual e a fusão de dados para todas as medidas consideradas e o fluxo de potência. ....	133
Figura 6.29 Erros individuais de cada estimador e da fusão de dados em relação aos dados do fluxo de potência. ....	134
Figura 6.30 Resultado da fusão de dados e do fluxo de potência. . .	135
Figura 6.31 Erros absolutos da fusão de dados em relação ao fluxo de potência. ....	136
Figura 6.32 Erros de ângulo dos estimadores individuais e da fusão de dados do CASO C. ....	137
Figura 6.33 Comparação das tensões resultantes na EE para o estimador híbrido com o sistema operando em modo conectado e isolado. ....	139
Figura 6.34 Comparação dos ângulos resultantes na EE para o estimador híbrido com o sistema operando em modo conectado e isolado. ....	140
Figura 6.35 Comparação das tensões resultantes na EE para o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados com o sistema operando em modo conectado e isolado. ....	141
Figura 6.36 Comparação dos ângulos resultantes na EE para o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados com o sistema operando em modo conectado e isolado. ....	142



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Sistemas de armazenamento em baterias [4, 5]. . . . .	55
Tabela 6.1	Resultado do fluxo de potência em modo conectado e isolado. . . . .	102
Tabela 6.2	Variância dos erros dos medidores. . . . .	114
Tabela 6.3	Indicadores dos estimadores individuais, da fusão de dados e do estimador híbrido - CASO A. . . . .	117
Tabela 6.4	Indicadores dos estimadores individuais, da fusão de dados e do estimador híbrido para o CASO B. . . . .	124
Tabela 6.5	Indicadores dos estimadores individuais, da fusão de dados e do estimador híbrido para o CASO C. . . . .	132
Tabela A.1	Dados de linha do sistema teste. . . . .	161
Tabela A.2	Dados de barra do sistema teste. . . . .	162
Tabela B.1	Sistema Isolado. . . . .	165
Tabela B.2	Sistema Interconectado. . . . .	166



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMM	<i>Advanced Meter Management</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>
AT	Alta Tensão
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baixa Tensão
BLUE	<i>Best Linear Unbiased Estimation</i>
CCM	Centro de Controle e Medição
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solution</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
EE	Estimação de Estados
EMA	Erro Médio de Ângulo
EMM	Erro Médio de Módulo
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
GD	Geração Distribuída
GPS	<i>Global Positioning System</i>
Labspot	Laboratório de Sistemas de Potência
LC	<i>Load Controller</i>
MC	<i>Microgenerator Controller</i>
MDM	<i>Meter Data Management</i>
MFS	Medidas Fasoriais Sincronizadas
MGCC	<i>Microgrid System Central Controller</i>
MI	Medidor Inteligente
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
MR	Microrrede
MT	Média Tensão
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phase Measurement Unit</i>
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>

SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
SOC	<i>State of Charge</i>
WLS	<i>Weighted Least Square</i>



# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	27
1.1 Contextualização do Problema	27
1.2 Contribuições da Dissertação	29
1.3 Organização da Dissertação	30
<b>2 MICRORREDES</b>	33
2.1 Introdução	33
2.2 Conceito de Microrredes	34
2.3 Arquitetura de uma Microrrede	35
2.4 Controle das Microrredes	38
2.4.1 Controle hierárquico	38
2.5 Formas de Operação das Microrredes	40
2.6 Automação e Instrumentos de Medição das Microrredes	41
2.6.1 Experiência mundial com a utilização dos medidores inteligentes	42
2.6.2 Unidades de Medição Fasorial	44
2.7 Conclusão	47
<b>3 ARMAZENAMENTO EM BATERIAS</b>	49
3.1 Introdução	49
3.2 Tecnologias para Armazenamento de Energia	49
3.2.1 Baterias	50
3.2.2 Usinas hidroelétricas reversíveis	50
3.2.3 Volantes de inércia	51
3.2.4 Supercapacitores	51
3.2.5 Supercondutores magnéticos	52
3.2.6 Outras tecnologias	52
3.3 Conexão com a Rede	53
3.4 Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia	54
3.5 Modelo da Bateria	56
3.5.1 Capacidade da bateria	57
3.5.2 Tensão terminal de descarga	57
3.5.3 Tensão terminal de carga	58

3.5.4 Resistência interna .....	58
3.6 Controle da Frequência através de Sistema de Armazenamento de Energia .....	59
3.7 Conclusão.....	62
<b>4 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS .....</b>	<b>65</b>
4.1 Introdução .....	65
4.2 Revisão Bibliográfica .....	65
4.3 Formulação Matemática .....	67
4.4 Método dos Mínimos Quadrados Ponderados .....	69
4.5 Métodos de Solução para a Estimação de Estados .....	69
4.6 Medição Fasorial Aplicação à Estimação de Estados .....	72
4.7 Conclusão.....	74
<b>5 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM MICRORREDES .....</b>	<b>75</b>
5.1 Introdução .....	75
5.2 Estimação de Estados em Microrredes .....	75
5.2.1 Revisão bibliográfica .....	75
5.2.2 Estimação de estados em microrredes através dos medidores inteligentes .....	78
5.3 Incorporação de Diferentes Classes de Medida na Estimação de Estados .....	79
5.3.1 Estimador baseado apenas em medidas fasoriais .....	79
5.3.2 Estimador em dois estágios .....	81
5.4 Estimador Híbrido .....	82
5.5 Fusão de Dados .....	84
5.5.1 Arquiteturas para a fusão de dados .....	85
5.5.2 Formulação matemática do método de fusão descentralizado .....	86
5.5.3 Condições de otimalidade para a fusão descentralizada ....	88
5.6 Considerações sobre os Planos de Medição utilizados nesta Dissertação.....	88
5.6.1 Estimador híbrido .....	90
5.6.2 Desenvolvimento dos módulos de fusão .....	92
5.7 Conclusão.....	95
<b>6 SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>97</b>
6.1 Introdução .....	97
6.2 Sistema-Teste .....	97

6.3	Descrição do Aplicativo de Fluxo de Potência para Microrredes	99
6.4	Fluxo de Potência Considerando a Presença de Baterias . . . .	103
6.4.1	Simulações sem levar em conta a intermitência . . . . .	104
6.4.2	Simulações levando em conta a intermitência . . . . .	106
6.5	Estimação de Estados em Microrredes . . . . .	111
6.5.1	Estimador híbrido com pseudomedidas e medidas do sistema SCADA - CASO A . . . . .	114
6.5.2	Fusão de pseudomedidas com medidas do sistema SCADA - CASO A . . . . .	117
6.5.3	Estimador híbrido com pseudomedidas, medidas do sistema SCADA e medidas fasoriais (CASO B) . . . . .	122
6.5.4	Fusão de pseudomedidas, dados do sistema SCADA e medidas fasoriais (CASO B) . . . . .	124
6.5.5	Estimador híbrido com pseudomedidas, medidas do sistema SCADA, leituras de MIs e medidas fasoriais (CASO C) . . . . .	129
6.5.6	Fusão de pseudomedidas, informações do sistema SCADA, leituras de MIs e medidas fasoriais (CASO C) . . . . .	132
6.5.7	Considerações adicionais sobre a estimação de estados . . . .	137
6.5.8	Estimação de estados com a microrrede conectada à rede principal . . . . .	138
6.6	Conclusão . . . . .	143
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>145</b>
7.1	Considerações Finais . . . . .	145
7.2	Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .	147
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>149</b>
	<b>APÊNDICE A - Dados do Sistema Teste . . . . .</b>	<b>163</b>



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização do Problema

Preocupações com a crescente demanda, aspectos ambientais, tecnológicos e econômicos são alguns dos fatores que vêm influenciando a evolução dos sistemas de energia elétrica atualmente. A integração de recursos energéticos distribuídos (RED) nos sistemas de distribuição é uma forma que tem tido bastante respaldo para lidar com estes desafios. Tal integração consiste na instalação, geralmente no nível de distribuição, de fontes de geração e dispositivos armazenadores de energia elétrica, sendo estes recursos disseminados ao longo dos sistemas.

Alguns exemplos de REDs referentes à geração de energia elétrica são: motores de combustão interna, turbinas a gás, painéis fotovoltaicos, aerogeradores e células combustíveis, sendo que os três últimos recursos citados dizem respeito a fontes renováveis de geração de energia, de grande interesse do ponto de vista ambiental. Com relação aos dispositivos responsáveis pelo armazenamento de energia, podem ser citadas as baterias, super capacitores e volantes de inércia.

Ainda, no âmbito dos recursos distribuídos, a referência [6] trata dos recursos pelo lado da demanda, como os sistemas de gerenciamento de cargas, para mover os picos de carga para horários de menores carregamentos, e eficiência energética para reduzir os picos de carga ou aumentar a eficiência de edifícios ou instalações industriais. É importante salientar que os recursos pelo lado da demanda não estão associados apenas à geração local, mas também à redução da demanda dos consumidores.

Assim, com o advento dos REDs, as grandes centrais geradoras têm dado espaço para a maior penetração de geração distribuída (GD), que consiste de fontes de geração de energia em menor escala, se comparadas com as grandes usinas geradoras de energia, e localizadas próximas às cargas.

De acordo com [7] e [8], são vantagens do uso de GD, entre outras: contribuir para a redução do pico de carga, alta eficiência no uso combinado de geração de calor e energia (CHP do inglês - *Combined Heat and Power*), melhora na confiabilidade no fornecimento de eletricidade, economia com investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição, redução das perdas na rede e manutenção de reserva girante.

Contudo, a inserção de GD não traz apenas benefícios para o sis-

tema elétrico. Entre as desvantagens listadas em [7] e [8] estão: possível mudança da topologia das redes de distribuição de radiais para redes malhadas, que apresentam maiores correntes de curto-circuito; fluxo de potência bidirecional; ajuste mais complexo dos sistemas de proteção; e a possibilidade da GD manter energizado parte de um sistema desconectado, trazendo riscos para equipes de manutenção.

A integração das fontes de geração distribuída no sistema elétrico implica na maior complexidade da operação da rede elétrica, a qual leva à necessidade de melhorias em sua monitoração em tempo real e automação, pois os operadores necessitarão conhecer com melhor precisão as variáveis de estado do sistema para exercer adequadas ações de controle, monitoração e despacho das fontes de geração, bem como de cargas controláveis [9].

As mudanças que vêm ocorrendo nas redes elétricas vão torná-las mais modernas e são influenciadas, além dos fatores expostos no começo do texto, pela disponibilidade de sofisticados sistemas de comunicação e medição. Com isso, a rede do futuro, denominada rede inteligente (*Smart Grid*), deverá ser capaz de gerenciar diversos recursos de energia, prever e avaliar falhas no sistema, auxiliar de forma mais eficaz a tomada de decisões e a ação de controles distribuídos, bem como a participação do usuário final [10]. Também, com o advento das redes inteligentes, o preço da energia dependerá mais diretamente da demanda, haverá redução dos picos de carga, os consumidores poderão armazenar energia para posterior consumo e será alavancado o número de fontes de geração de energia com baixa emissão de carbono [11].

Nestas redes, haverá comunicação nos dois sentidos, entre fornecedor e usuário e vice-versa, medidores inteligentes (MI) serão instalados, haverá grande penetração de unidades de medição fasorial, conhecidas como *Phase Measurement Units* (PMUs), além de sensores inteligentes, entre outros componentes que são fundamentais para o controle e monitoramento da rede.

O conceito de microrrede (MR) surgiu como uma das soluções para a futura operação do sistema como uma rede inteligente [12]. A interconexão de cargas com os recursos energéticos distribuídos formam uma microrrede. Estas podem operar em paralelo com a rede ou de forma isolada em algumas situações convenientes. A operação isolada visa manter o fornecimento de energia para as cargas da microrrede quando da ocorrência de grandes eventos, como faltas ou colapsos de tensão, ou ainda quando a qualidade da energia não estiver satisfatória [13].

Como citado anteriormente, com as inovações que estão por vir

no sistema elétrico nos próximos anos a operação deverá tornar-se mais complexa. Neste contexto, a estimação de estados nos sistemas de distribuição automatizados com geração distribuída, torna-se uma ferramenta essencial para a operação e gerenciamento das redes do futuro [14].

A estimação de estados em sistemas de potência é amplamente utilizada nos sistemas de transmissão para determinar os estados (módulo e ângulo da tensão) em todas as barras do sistema para que seja viável a avaliação, em tempo real, da segurança da operação de sistemas de potência. Estes sistemas, geralmente, apresentam elevado número de medidores, o que implica em um nível significativo de redundância das medidas. Isto favorece a implementação de procedimentos para detecção e identificação de medidas portadoras de erros grosseiros, o que é fundamental para melhorar a confiabilidade e a qualidade da estimação de estados (EE).

Neste aspecto, a estimação de estados nos sistemas de distribuição apresenta características distintas da estimação no nível de transmissão. Nos sistemas de distribuição o número de medidores capazes de fornecer leituras em tempo real é limitado, sendo frequentemente insuficientes para garantir a observabilidade da rede e o tratamento das medidas portadoras de erros grosseiros [15].

## **1.2 Contribuições da Dissertação**

A presente dissertação busca contribuir para a viabilidade da estimação de estados em microrredes. Estes sistemas, que resultam da evolução das redes de distribuição com o emprego de GD tendem a se beneficiar ainda mais no futuro pelo intenso uso de tecnologia e incorporação de componentes armazenadores de energia, dentre outros aspectos. Desta forma, busca-se dotar os operadores de uma ferramenta eficaz para monitoração em tempo real que lhes permita analisar a condição de operação corrente e assim operar as microrredes de forma segura, confiável e eficiente.

Neste sentido, propõe-se aliar às fontes de informação em tempo real já existentes recursos disponibilizados por tecnologias emergentes, de modo a alcançar resultados precisos na estimação de estados em MRs. Mais especificamente, isto é alcançado mediante a utilização de informações coletadas por unidades de medição fasorial e medidores eletrônicos inteligentes (estes instalados em cada unidade consumidora), em adição às medidas convencionais fornecidas pelo sistema SCADA

(*Supervisory Control and Data Acquisition*).

Outro aspecto interessante que cada vez mais tende a ter participação nos sistemas elétricos de forma geral, além de desempenhar papel fundamental em microrredes, é a incorporação de sistemas de armazenamento de energia. Portanto, considera-se que as microrredes utilizadas neste trabalho são equipadas com bancos de baterias, a fim de permitir que os efeitos destes dispositivos sejam devidamente levados em conta na operação em modo isolado. Resultados realísticos são obtidos graças à modelagem do estado de carregamento (SOC - *State of Charge*) dos componentes armazenadores de energia para baterias que empregam a tecnologia de chumbo-ácido.

Embora o trabalho trate de dois temas que não são necessariamente correlacionados, estes são de extrema relevância do ponto de vista de sua aplicação em microrredes. Pode-se considerar que o SOC das baterias é o elo entre os temas, e que sua estimação é peça importante para a operação dos sistemas armazenadores de energia em baterias. Entretanto, embora esta dissertação apresente avanços quanto à aplicação de estimação de estados a microrredes, o tópico de estimação do estado de carregamento não chegou a ser especificamente abordado, tendo sido incluído na lista de trabalhos futuros do Capítulo 7.

### 1.3 Organização da Dissertação

O restante da dissertação está organizado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta o conceito de microrredes, sua definição formal, arquitetura e modos de operação. Aborda ainda questões relacionadas à automação das redes elétricas e aos medidores inteligentes, descrevendo o estado da arte de sua utilização ao redor do mundo.

O Capítulo 3 traz uma revisão sobre os sistemas de armazenamento de energia e suas aplicações nos sistemas elétricos com ênfase nas baterias. Ao final do capítulo é apresentado o modelo utilizado nas simulações da dissertação e o método proposto para o controle da frequência em regime permanente realizados pelos sistemas de armazenamento de energia.

O Capítulo 4 trata da estimação de estados de forma geral. É apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema, a formulação matemática do problema e sua solução. O capítulo introduz as medidas fasoriais, porém sua incorporação nos estimadores é assunto do próximo capítulo. Em particular, o Capítulo 4 aborda a compatibilização das medidas fasoriais com as medidas SCADA, considerando suas diferentes



taxas de amostragem.

O Capítulo 5 aborda a estimação de estados nas microrredes exibindo uma revisão bibliográfica sobre algumas das propostas existentes para tal. Em seguida o capítulo retrata as formas de incorporação de diferentes classes de medidas na estimação de estados, apresentando o estimador híbrido e a fusão de dados.

O Capítulo 6 traz as simulações realizadas e resultados obtidos nesta dissertação. Antes disso são mostradas e discutidas as ferramentas utilizadas para este fim.

Por fim, o Capítulo 7 sumariza as conclusões da dissertação e oferece sugestões para trabalhos futuros.



## 2 MICRORREDES

### 2.1 Introdução

Devido ao insuficiente investimento em infraestrutura para o setor elétrico e ao aumento da demanda, a operação dos sistemas elétricos se aproxima rapidamente de seus limites. A implementação de redes inteligentes, mediante o uso de tecnologia mais avançada, mudanças de filosofias e conceitos, são formas que podem ser utilizadas para contornar os problemas que afetam os sistemas elétricos, evitando investimentos massivos e imediatos na construção de grandes usinas geradoras e ampliação dos sistemas de transmissão e distribuição de energia.

Para a viabilidade das *Smart Grids* é necessário que os operadores da rede elétrica tenham totais condições de visualizar os estados operativos e capacidade de controlar seus sistema e serviços. Além disso, as redes inteligentes devem dar condições para que as empresas e usuários possam definir e compreender novas formas de se relacionar e realizar transações de energia em todo o sistema. Para tanto, as redes inteligentes estão sendo equipadas com sistemas de monitoração e controle estrategicamente distribuídos ao longo de sua extensão. Neste sentido, uma avançada infraestrutura de medição (AMI - *Advanced Metering Infrastructure*) está sendo desenvolvida para promover um sistema de comunicação eficiente nos dois sentidos de modo a viabilizar melhorias no nível de serviço dos clientes. Através da AMI as distribuidoras podem fazer o gerenciamento da demanda, obtendo informação instantânea sobre a demanda individual ou agregada para impor certos limites no consumo, caso necessário, bem como definir vários modelos de receita para controlar seus custos [16].

O Departamento de Energia (*DoE - Department of Energy*) dos Estados Unidos lista cinco fundamentais tecnologias para a viabilidade das redes inteligentes, que são [17]:

1. Comunicação integrada: conexão através de arquitetura aberta para informação e controle em tempo real, permitindo que cada parte da rede possa tanto “falar” quanto “ouvir”;
2. Tecnologias de medições e sensoriamento: para rápido apoio e resposta mais precisa do monitoramento remoto, informação de preço em tempo real e gerenciamento pelo lado da demanda;
3. Incorporação de componentes avançados: aplicação dos últimos

desenvolvimentos em supercondutividade, armazenamento de energia, eletrônica de potência e formas de diagnosticar acontecimentos relevantes;

4. Métodos de controle avançados: monitoração de componentes essenciais permitindo diagnósticos rápidos e soluções precisas, adequadas para qualquer evento;
5. Melhores interfaces e apoio às decisões: amplificar a tomada de decisões humanas, tornando os operadores e gestores capazes de visualizar o que ocorre em sua subárea do sistema.

A atual configuração do setor elétrico brasileiro apresenta estruturas de controle centralizadas, nas quais o usuário é um agente passivo no sistema, possui pouco conhecimento do preço da energia e praticamente não se preocupa com eficiência energética. Com a inserção de GD e recursos de AMI o sistema se tornará menos centralizado com o consumidor passando a ser mais ativo. Assim, a demanda irá responder de acordo com o preço da energia e, por consequência, o consumidor vai passar a se preocupar mais com a eficiência de suas cargas.

Como mencionado acima, a forma vislumbrada para que sejam aplicados os conceitos de uma rede inteligente torna-se mais viável com o desenvolvimento das microrredes. Portanto, este capítulo propõe-se a fornecer uma visão geral sobre as MRs, introduzindo suas definições, arquiteturas e componentes básicos, bem como, as estratégias de controle e modos de operação. Ao final do capítulo é visto um pouco mais sobre os conceitos e estruturas dos sistemas de automação, dos medidores inteligentes e das unidades de medição fasorial.

## 2.2 Conceito de Microrredes

Nos Estados Unidos, o conceito de MRs foi proposto pelo *Consortium for Electric Reliability Technology Solution* (CERTS) no ano de 2002. Este surgiu não apenas com o intuito de lidar com a inserção de GD nas redes de distribuição, mas também, para tratar do uso intenso dos REDs que, como visto, podem trazer diversas vantagens para o sistema elétrico.

Segundo o conceito proposto pelo CERTS, uma microrrede consiste de um aglomerado de cargas e microfones operando como um sistema único para fornecer energia elétrica e calor. A maioria das microfones devem ser conectadas através de conversores eletrônicos

chaveáveis de modo a garantir a flexibilidade necessária para assegurar a operação como um sistema único. Essa flexibilidade de controle permite à MR CERTS se apresentar à rede principal como uma única unidade controlada, com simplicidade de tecnologia *plug-and-play* para cada microfonte, que atende às necessidades locais de confiança e segurança [18].

Com isso, procura-se tratar da implementação coordenada dos REDs, formando microrredes para que sua funcionalidade seja ampliada e o máximo de benefício possa ser extraído disto.

Na União Europeia o conceito de MR foi abordado através do projeto *MICROGRIDS - Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids* [19]. Este projeto estabeleceu vários objetivos que foram obtidos com sucesso e ainda culminou em diversas soluções técnicas inovadoras. Os objetivos e as soluções desenvolvidas podem ser vistas em [20].

O conceito apresentado no projeto MICROGRIDS, assim como o proposto pelo CERTS, visa à grande integração dos REDs nas redes de distribuição com a intenção de obter o máximo possível dos benefícios dessa integração [19].

## 2.3 Arquitetura de uma Microrrede

Fazem parte da estrutura de uma microrrede CERTS a interface, controle e proteção de cada microfonte, assim como controle da tensão, controle do fluxo de potência, divisão da carga durante a operação isolada, proteção, estabilidade e, sobretudo, operação da MR. A habilidade de operação da microrrede conectada à rede elétrica, bem como uma suave transição para o modo isolado, são outras importantes funções [18].

As referências [1, 13, 18, 21], trazem exemplos de arquiteturas de MRs baseadas no conceito proposto pelo CERTS. A Figura 2.1 a seguir mostra uma microrrede típica.

Na Figura 2.1 é possível visualizar alguns componentes básicos desta estrutura como o ponto de acoplamento comum (*PCC - Point of Common Coupling*) e a chave estática (*Static Switch*), além das cargas, microfones e dos alimentadores. As linhas tracejada na figura indicam os canais para ações de controle exercidas pelo sistema de gestão da distribuição (*DMS - Distribution Management System*) sobre os componentes da rede.

O PCC encontra-se no primário do transformador e é respon-

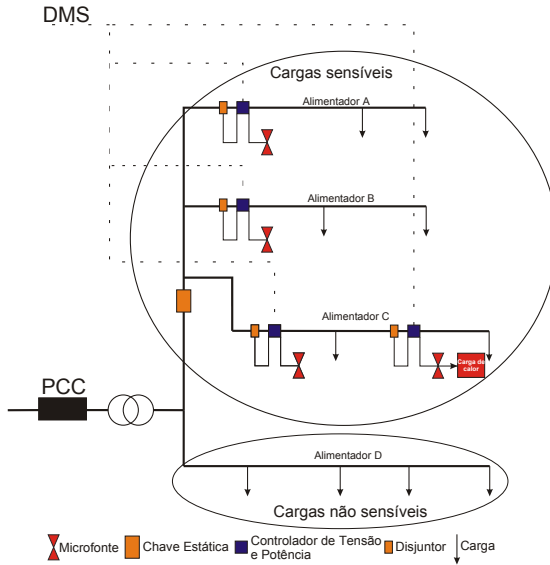


Figura 2.1 – Arquitetura de uma microrrede CERTS [1].

sável pela conexão e desconexão da MR do sistema elétrico para que esta continue em operação de forma isolada quando separada da rede principal [1, 18].

As cargas nos alimentadores A, B e C são consideradas sensíveis, enquanto que as cargas do alimentador D são cargas não sensíveis. Isto significa que, as cargas dos alimentadores A, B e C devem sempre ser atendidas. Assim, durante perturbações na rede elétrica, a chave estática isola as cargas sensíveis do restante do sistema para que estas continuem sendo alimentadas pelas microfontes presentes na MR. Assume-se que as microfontes possuem capacidade de geração suficiente para alimentar suas cargas [13, 18].

Existem ainda três funções fundamentais para esta estrutura, que são os controladores das microfontes, os dispositivos gerenciadores de energia e os dispositivos de proteção. De forma sucinta, os controladores das microfontes estão relacionados com os controles de potência e tensão destas. O DMS é responsável pelo controle operacional através do despacho de potência e ajuste da tensão para cada controlador das microfontes. Por fim, a proteção da microrrede, nas quais as fontes utilizam conversores eletrônicos chaveáveis e há bidirecionalidade

de fluxo, necessitam de soluções únicas para promover a funcionalidade necessária [18]. A explicação detalhada de cada uma destas três funções podem ser encontradas na referência [18].

A arquitetura das MRs de acordo com o projeto MICROGRIDS assemelha-se bastante com a proposta pelo CERTS, exceto pela estrutura de controle, que apresenta-se mais detalhada na segunda proposição, como mostra a Figura 2.2 a seguir.

Nesta, é possível avaliar a diversidade de REDs que podem ser integrados às microrredes, como painéis fotovoltaicos, microturbinas e células combustíveis, representando as fontes de geração, e volantes de inércia e baterias como formas de armazenamento de energia. A figura mostra ainda uma fonte de geração CHP capaz de produzir calor e energia elétrica de forma combinada. Nota-se também a grande presença dos inversores baseados em eletrônica de potência junto às fontes de energia. Por fim, embora não esteja explicitamente representado, o PCC consta nesta arquitetura desempenhando seu papel de acoplar as redes de baixa e média tensão, da mesma forma que na MR CERTS.

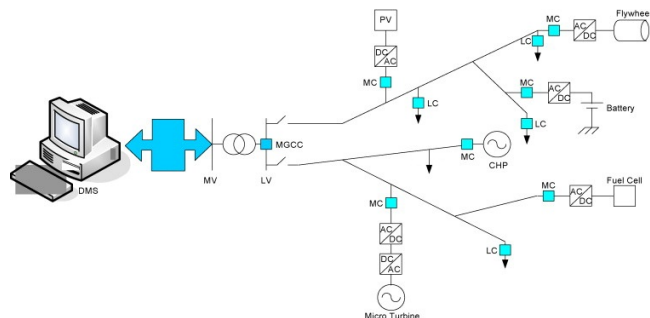


Figura 2.2 – Arquitetura de uma microrrede segundo o projeto MICROGRIDS [1].

A Figura 2.2 apresenta a estrutura hierárquica de controle que compreende os três níveis críticos, que são [19]:

- Controladores locais dos microgeradores (MC - *Microgenerator Controller*) e das cargas (LC - *Load Controller*);
- Controlador central da microrrede (MGCC - *MicroGrid System Central Controller*);
- Sistema de gestão da distribuição (DMS - *Distribution Management System*).

A descrição de cada um destes níveis de controle será detalhada na próxima seção.

## 2.4 Controle das Microrredes

As estratégias de controle para as microrredes podem ser classificadas em: controle centralizado, controle descentralizado e controle hierárquico. Estes nomes podem divergir de acordo com diferentes referências.

Na estratégia de controle centralizado exige-se que os dados de toda a rede sejam processados em um único controlador central, que determina as ações de controle para cada uma das unidades. Isto requer um vasto sistema de comunicação entre o controlador central e cada unidade controlada. Por outro lado, o controle descentralizado necessita que cada unidade controlada tenha seu controlador, o qual recebe apenas informação local e portanto não tem conhecimento de outras variáveis do sistema e nem das ações dos outros controladores [22].

Sistemas elétricos interconectados cobrem uma extensa área geográfica, tornando a implementação de um controle central inviável devido à comunicação e processamento necessários. Ao mesmo tempo, a estratégia descentralizada não é possível devido ao forte acoplamento na operação entre as várias unidades do sistema, que necessitam de um mínimo nível de coordenação, a qual fica impossibilitada nesta estratégia. Um compromisso entre estas duas formas de controle é atingido através do controle hierárquico [22].

### 2.4.1 Controle hierárquico

Esta estratégia apresenta três níveis de controle, expostos na Seção 2.3: MC/LC, MGCC e DMS, que diferem entre si por (i) velocidade e tempo de resposta e (ii) infraestrutura necessária [22]. O MC e LC integram o nível 1, ou seja, controle local, enquanto que o MGCC é responsável pelo nível 2. Finalmente, o controle central da microrrede e o DMS representam o nível 3, realizando a gestão do sistema de distribuição. As referências [1, 19, 21–24] detalham o funcionamento de cada um dos níveis, conforme sintetizado a seguir.

- Nível 1: É o nível com resposta mais rápida. Seu controle é baseado exclusivamente em informações medidas localmente e não necessita de comunicação. O MC controla as microfontes da rede



utilizando as vantagens que uma interface baseada em eletrônica de potência pode proporcionar. Com as informações locais realiza o controle da tensão e frequência quando a MR for submetida a condições transitórias. Os MCs devem estar adaptados a cada tipo de microfonte. Os LCs instalados nas cargas controláveis tornam possível que seja realizado o controle destas cargas, ou seja, habilitam o gerenciamento pelo lado da demanda.

- Nível 2: Para cada microrrede existe um MGCC que faz a interligação desta com o DMS. É responsável pela operação confiável, segura e econômica da MR tanto em modo conectado como com a rede isolada. Com a rede isolada, este nível de controle deve encontrar a alocação ótima de unidades e despacho das unidades de REDs disponíveis, ou seja, possui autonomia para realizar o controle durante operação em modo isolado. O MGCC também monitora os fluxos ativos e reativos dos REDs visando otimizar o funcionamento da microrrede, enviando sinais de controle para os MCs e LCs. Os desvios de frequência e tensão gerados no primeiro nível de controle são zerados neste nível, levando assim a uma analogia entre este e o controle secundário (Controle Automático de Geração) dos sistemas de potência.
- Nível 3: Este é o nível hierárquico mais alto, ao qual diversos MGCCs se conectam. O DMS é responsável pela operação coordenada de múltiplas microrredes interagindo entre si no sistema, e comunicando necessidades e exigências ao sistema elétrico (suporte de tensão, regulação da frequência, etc.). O DMS deve ser adaptado para a integração das MRs (comunicação com o MGCC), visto que estas apresentam características intrínsecas e, eventualmente, podem operar de forma isolada.

O terceiro nível de controle tipicamente opera na ordem de alguns minutos, fornecendo sinais para o segundo nível nas microrredes e outros subsistemas que formam a rede completa. O segundo nível coordena internamente os controles primários dentro das MRs e subsistemas em um espaço de tempo de poucos minutos. Finalmente, os controles do primeiro nível são projetados para operar independentemente e reagir instantaneamente de maneira pré-definida a eventos locais [22].

Para operar uma MR de maneira coordenada é importante realizar uma tomada de decisão mais ou menos descentralizada para balancear a demanda e o suprimento, proporcionado tanto pelos REDs quanto pela rede de média tensão (MT). Existem muitos níveis de des-

centralização que podem ser aplicados, desde esquemas totalmente descentralizados até o controle centralizado, dependendo da divisão das responsabilidades assumidas pelo MGCC e os MCs e LCs. Tais esquemas precisam ainda ser explorados para estabelecer os benefícios de cada um deles [19].

## 2.5 Formas de Operação das Microrredes

As MRs, em condições normais, operam conectadas à rede de distribuição, porém podem também operar de forma isolada como uma entidade autônoma. Quando separadas do restante do sistema, é esperado que tenham suficiente capacidade de geração e controle, e que estratégias operativas sejam pré-definidas, de acordo com a causa do ilhamento, para que ao menos parte de sua carga seja atendida [24].

Em operação interconectada com o sistema, as decisões de geração local são baseadas em maximizar a contribuição das microrredes, de acordo com a disponibilidade de fontes de energia e os preços de energia praticados. Ou seja, quando houver geração intermitente excedente uma opção é armazenar esta energia para consumo em outro período de maior demanda e/ou menor oferta, ou ainda fornecer energia para a rede principal, transacionando-a em horário de custo elevado. Contudo, as restrições da rede, capacidade nominal do transformador de MT/BT ou os congestionamentos da rede de baixa tensão devem ser respeitados [19]. Portanto, quando a MR estiver operando desta forma ela pode tanto importar como exportar energia para o sistema elétrico.

Quando uma falha ocorre no sistema de média ou alta tensão, ou a qualidade da energia não for satisfatória, a microrrede automaticamente passa a operar de forma isolada, sendo suas cargas supridas por suas próprias fontes. Uma suave transição do modo conectado para o modo isolado é crucial para que o atendimento da carga seja mantido [19].

Benefícios da operação em modo conectado, entre outros, são: alívio de carregamento da rede, possibilidade de redução da carga do sistema através do gerenciamento da demanda ou aumento de geração da MR, que neste caso é remunerada por sua participação no mercado de energia além de também poder participar do suprimento de serviços ancilares para o sistema de distribuição (por exemplo, suporte de reativos) [18]. Com relação à operação isolada destacam-se: capacidade de *Black Start* em caso de um completo desligamento dos sistemas de AT e MT e redução do tempo e quantidade de cortes de energia [19, 25].

## 2.6 Automação e Instrumentos de Medição das Microrredes

Os medidores inteligentes são dispositivos essenciais para compor a infraestrutura avançada de medição que caracteriza uma rede inteligente. Através dos medidores eletromecânicos convencionais não é possível atingir as funcionalidades previstas nas MRs, pois estes apenas medem o consumo de energia ativa, não estando aptos a transmitir dados ou mensurar outras quantidades requeridas. A seguir são apresentados alguns dos conceitos relacionados à medição no contexto das redes elétricas inteligentes, segundo [26].

***Automated Meter Reading - AMR ou Leitura Automática do Medidor:*** comunicação do consumo para um Centro de Controle e Medição (CCM) para o faturamento, visando maior exatidão nas medições e economia com leituristas.

**Medidor Inteligente:** dispositivo eletrônico (ou digital) com capacidades que vão além de apenas medir a energia consumida, registrando e armazenando dados em intervalos de tempo programáveis com comunicação bidirecional com o CCM. Além disto, o MI deve se integrar com aparelhos domésticos inteligentes (*smart appliances*) visando obter os benefícios das redes inteligentes.

***Advanced Meter Management - AMM ou Gerenciamento Avançado do Medidor:*** consiste de uma plataforma técnica para gerenciar os MIs ligados a uma rede de comunicação, lendo perfis de carga em intervalos de tempo inferiores a uma hora. As funções básicas são: (i) gerenciamento de dispositivo (por exemplo, configuração de parâmetros dos medidores), (ii) gestão de grupo, responsável pelo controle de um grupo de dispositivos através da configuração e *upgrade* de *firmware* e (iii) gestão de plataforma de comunicação, que visa garantir a comunicação confiável entre os medidores e o CCM, reportando *status* de rede, desempenho da comunicação e situações de exceção. A AMM não armazena os dados dos medidores (ou o faz apenas temporariamente) apenas os transmite ao MDM.

***Meter Data Management - MDM ou Gerenciamento de Dados do Medidor:*** processa e gerencia os dados fornecidos pelos medidores incluindo, além da energia consumida, informações como fator de potência e indicadores de qualidade. Seu objetivo é aperfeiçoar processos, tais como: faturamento, eficiência operacional, serviços ao consumidor, previsão de demanda, gerenciamento do sistema de distribuição (DMS), controle de fraudes, gestão da demanda, entre outros. A questão não se resume a coletar dados remotamente (função da AMM), mas sim em como processá-los para deles extrair mais informações. Por-

tanto, suas funções básicas são: (i) atuar como repositório de dados de registros, eventos e alarmes, e (ii) processar e analisar dados dos medidores, validando e retificando dados inconsistentes e transformando perfis de carga elementares em informação útil à concessionária.

**Advanced Metering Infrastructure - AMI ou Infraestrutura de Medição Avançada:** infraestrutura dos meios de comunicação para permitir as funcionalidades da medição inteligente e consequentemente das redes inteligentes.

Adicionalmente, os MIs são capazes de aferir em tempo real o consumo de energia ativa e reativa dos usuários, além de tensão e corrente. Além disso, alguns medidores inteligentes possuem capacidade de mensurar, entre outras, grandezas tais como frequência e ângulo de fase. Outra característica marcante é a habilidade de comunicação dos dados coletados com as empresas distribuidoras remotamente. Desta forma, torna-se desnecessária a visita periódica de agentes da concessionária a cada consumidor para medir seu consumo de energia.

Outros aspectos relevantes dos medidores inteligentes consistem na possibilidade de instrumentalizar a operação do sistema e permitir que os consumidores otimizem seu consumo a partir do conhecimento dos preços praticados para a energia elétrica ao longo do dia.

### 2.6.1 Experiência mundial com a utilização dos medidores inteligentes

Algumas das vantagens decorrentes da utilização dos medidores inteligentes segundo [27, 28] são:

- Melhor uso da energia nos horários de pico;
- Redução de perdas não-técnicas;
- Novos modelos de tarifas;
- Medição para faturamento remoto;
- Gerenciamento da conta por parte do consumidor para diminuir seu gasto;
- Conexão e desconexão remota de consumidores pelos operadores para otimizar a operação do sistema.

Os medidores inteligentes junto aos consumidores irão predominar nos consumidores de todo o mundo nas próximas décadas. Em

2008 menos de 4% dos medidores de eletricidade no mundo consistiam de MIs. Porém, em 2012 a porcentagem cresceu para mais de 18% e espera-se que atinja a marca de 55% até o final de 2020 [27]. A seguir será apresentada uma revisão dos principais países que tem investido nestes dispositivos, abordando a situação atual e o que espera-se para o futuro.

**Estados Unidos:** Em 2012 havia cerca de 43 milhões de medidores inteligentes instalados, dos quais 89% são de consumidores residenciais. Estima-se que existam cerca de 145 milhões de consumidores em todo o território americano, ou seja, aproximadamente 30% dos usuários já possuem os MIs instalados [29, 30]. Acredita-se que até 2019 o número de medidores eletrônicos instalados seja de, aproximadamente, mais 80 milhões de equipamentos, quase o dobro da quantidade presente em 2012. Desta forma, boa parte dos consumidores americanos estarão com estes medidores em suas instalações [31].

**Itália:** A Itália é um dos principais países no que diz respeito à instalação de medidores inteligentes. Desde 2000 a Itália têm instalado estes dispositivos. Atualmente, existem mais de 30 milhões de MIs, abrangendo 80% dos consumidores residenciais [31].

**Canadá:** A meta inicial consistia na instalação de 800 mil MIs até o final de 2007, sendo que a quantidade implantada ultrapassou este objetivo [31].

**França:** O governo francês determinou que a partir de janeiro de 2012 todo novo medidor de eletricidade instalado deveria ser um medidor eletrônico. Até o final de 2016 o número de MIs deve alcançar pelo menos 95% dos consumidores do país, chegando a 33 milhões de dispositivos inteligentes [32, 33].

**Reino Unido:** O governo britânico determinou que até 2019 sejam substituídos 27 milhões de medidores convencionais pelos novos dispositivos. Contudo, para os consumidores comerciais e industriais a troca deveria ser realizada até o final de 2014. Desta forma, acredita-se que até o final de 2019 todos os usuários do Reino Unido terão medidores inteligentes em suas instalações [32].

**Austrália:** No estado de Victoria, cuja capital e uma das principais cidades do país é Melbourne, concluiu-se a instalação de 2,8 milhões de medidores inteligentes. Foi estabelecido que as empresas distribuidoras que não instalaram MIs para seus clientes seriam multadas a partir de 30 de junho de 2014, desde que o consumidor não tivesse recusado a implantação do dispositivo. A partir de 1 de abril de 2015, caso algum consumidor tenha se recusado de instalar o MI, as distribuidoras estão autorizadas a cobrar pelo serviço de medição [34].

**Áustria:** Já existem mais de 100 mil medidores inteligentes implantados na Áustria. O Ministério da Economia austríaco decretou que até 2015 os novos medidores devem estar implantados em 10% dos pontos de medição. Em 2017 esta marca deve atingir 70% e no ano de 2019 95% dos consumidores devem estar utilizando um MI [32].

**Espanha:** Atualmente existem mais de 2 milhões de MIs no país. Todos os distribuidores devem instalar os dispositivos de medição inteligente até o dia 31 de dezembro de 2018. No total, aproximadamente 27 milhões de dispositivos serão empregados na Espanha [33].

Estima-se que em 2020 cerca de 70-80% das residências da Europa estejam equipadas com medidores inteligentes [33].

**Brasil:** O Brasil apresenta poucos medidores eletrônicos instalados, sendo que os existentes tiveram motivação econômica devido ao baixo custo associados a estes dispositivos em comparação com os medidores eletromecânicos. Contudo, suas funcionalidades podem ser insuficientes para a implementação de um sistema inteligente. Estima-se que até 2020 a substituição para medidores inteligentes pode alcançar 38% dos consumidores brasileiros [26].

### 2.6.2 Unidades de Medição Fasorial

As unidades de medição fasorial devem fazer parte da estrutura responsável pelas medições necessárias para o monitoramento das microrredes. Nesta seção as medidas fasoriais sincronizadas (MFS) são introduzidas e no Capítulo 5 é mostrado como incluí-las na formulação do problema de EE.

Um fasor permite a representação de uma onda senoidal através de um número complexo, ou seja, como um módulo e um ângulo. Para ilustrar esta situação será levada em conta a Figura 2.3.

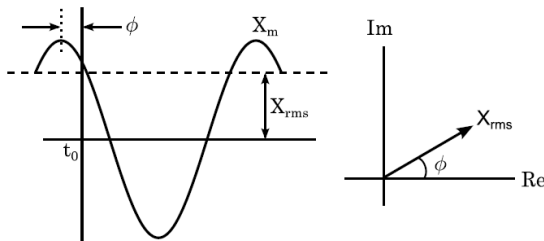


Figura 2.3 – Representação de uma onda senoidal através de um fasor.

Para a senoide de frequência nominal no lado esquerdo da Figura 2.3, sua respectiva representação fasorial é mostrada ao lado. Desta forma, a magnitude é dada pelo valor eficaz da onda senoidal e o ângulo  $\phi$ , considerando que a medição foi feita para o instante de tempo  $t_0$ .

Geralmente, quando é realizado o processo de amostragem, os sinais poderão conter ruídos com frequências diferentes do valor nominal, gerando erros de magnitude e ângulo no fasor. Portanto, é necessário filtrar o sinal para que a componente de frequência fundamental seja extraída através da Transformada Discreta de Fourier (*Discret Fourier Transform*) [59].

Nas medições das grandezas de tensão e corrente fasorial nos sistemas elétricos que, normalmente envolvem grandes distâncias geográficas, é necessário que seja estabelecida uma referência temporal comum para que os dados lidos estejam de acordo.

O sistema utilizado para fornecer a referência temporal atualmente é o *Global Positioning System* (GPS). Assim surgem as medidas fasoriais sincronizadas.

O sistema de medição fasorial sincronizada (SMFS) é composto por três elementos principais que são: as unidades de medição fasorial (PMU), sistema de sincronismo (GPS) e concentrador de dados fasoriais (PDC - *Phasor Data Concentrator*), equipamentos os quais estão mostrados pela Figura 2.4.

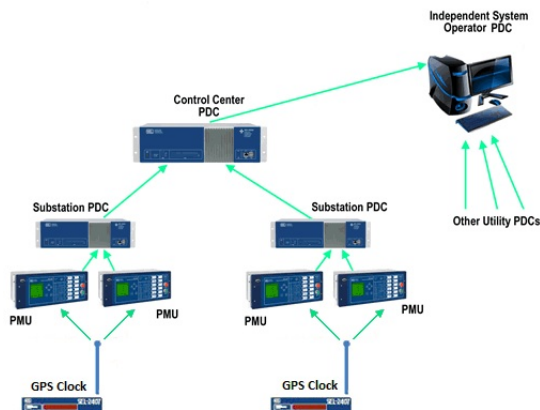


Figura 2.4 – Sistema de medição fasorial sincronizada.

O SMFS exige que a fonte de sincronismo seja confiável e apre-

sente uma precisão de tempo que atenda aos requisitos das diversas aplicações. Por exemplo, considerando um erro de tempo de  $1\mu s$  na medição fasorial corresponde a 0,022 graus, enquanto que um erro de  $1ms$  equivale a 21,6 graus de erro, para a frequência adotada de  $60Hz$ . Os satélites do sistema GPS transmitem, simultaneamente, um sinal de 1 pulso por segundo, com precisão da ordem de 100 nanosegundos [60].

As PMUs fazem a aquisição dos dados de tensões e correntes no sistema elétrico e essas informações analógicas são processadas dentro das unidades de medição fasorial, para que sejam obtidos os fasores.

Portanto, os componentes básicos de uma PMU compreendem: (a) filtro na entrada analógica; (b) conversor A/D (Analógico/Digital); (c) microprocessador para o cálculo dos fasores; (d) receptor GPS para aquisição do sinal de referência para sincronização; e (e) unidade de comunicação para enviar os dados para o PDC. A Figura 2.5 a seguir ilustra um esquema de acordo com o exposto.

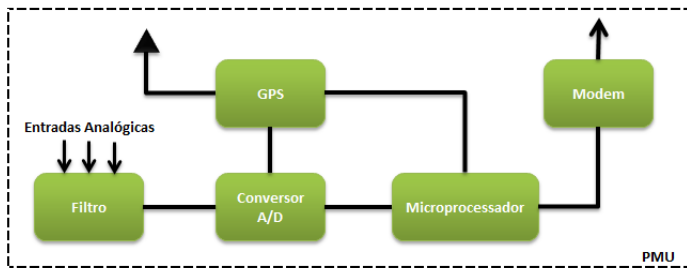


Figura 2.5 – Estrutura básica de uma unidade de medição fasorial.

O PDC recebe as informações das diversas PMUs e as processa, organizando-as de acordo com as informações nos pacotes de dados que incluem, por exemplo, o fasor e a etiqueta de tempo *timestamp* referente ao instante em que foi medido. Desta forma, o PDC disponibiliza as informações devidamente tratadas para as aplicações.

Os medidores fasoriais fornecem medidas sincronizadas em diversos pontos do sistema. Além disso, a frequência e precisão das informações obtidas pelas PMUs são mais elevadas que as do sistema SCADA. Tais atributos credenciam estes dispositivos como uma fonte de dados para a EE [61].

Neste sentido, alguns cuidados devem ser tomados. No algoritmo de WLS convencional apenas com medidas SCADA, uma barra é escolhida como referência angular para que os ângulos das tensões



sejam estimados com base nesta referência. Na medição fasorial sincronizada, o ângulo é medido com relação a uma única referência que não é necessariamente a mesma utilizada na EE convencional. Portanto, se não for considerada esta questão da referência angular, resultados não realísticos serão obtidos. Uma das possíveis soluções encontrada para este problema é instalar uma PMU junto à mesma barra de referência da EE convencional [62, 63].

A inclusão das medidas fasoriais na estimação de estados pode ser tratada de várias formas distintas, desde realizar a EE apenas com estas ou o processamentos de ambos os tipos medidas, fasoriais e SCADA. Algumas das formas de fazer a inserção das medidas fasoriais na EE são abordadas no Capítulo 5.

## 2.7 Conclusão

Este capítulo apresenta uma visão geral sobre as microrredes, incluindo aspectos relativos às redes inteligentes, visto que estes são assuntos diretamente inter-relacionados. O emprego intensivo de tecnologia constitui-se em um poderoso recurso para enfrentar a crescente demanda e as igualmente crescentes restrições para expansão dos sistemas elétricos. Neste sentido, grandes avanços serão obtidos com relação aos sistemas de comunicação dentro da rede de distribuição, dotando os consumidores de mais informações e, desta forma, contribuindo para suas decisões tanto para controlar seus custos como para contribuir para o suprimento do sistema elétrico em horários de pico e/ou em períodos de escassez de energia. Além disso, conforme as tecnologias aplicadas aos sistemas elétricos continuam evoluindo, novos métodos podem ser desenvolvidos para aperfeiçoar as decisões e a relação dos consumidores e operadores, contribuindo desta forma para uma operação mais segura, confiável e eficiente do sistema elétrico.



## **3 ARMAZENAMENTO EM BATERIAS**

### **3.1 Introdução**

Com a crescente integração de fontes renováveis de geração de energia, como os painéis fotovoltaicos e os aerogeradores, surge o problema da intermitência intrínseca destas fontes. Uma das formas de lidar com esta questão e aprimorar a confiabilidade do suprimento é adicionar equipamentos de armazenamento de energia junto aos geradores.

Porém, esta não é a única aplicação de dispositivos armazenadores de energia nos sistemas elétricos. Estes podem ser instalados junto aos diferentes níveis da rede, como nas proximidades de unidades geradoras, nas redes de distribuição e transmissão, e ainda nas próprias unidades consumidoras.

Este capítulo descreve as principais aplicações e tecnologias de sistemas de armazenamento de energia elétrica, expõe as formas como a energia pode ser armazenada e, mais detalhadamente, apresenta a modelagem das baterias buscando determinar um modelo capaz de representar seu modo de operação em regime permanente. O objetivo é permitir a análise dos efeitos deste sistema de armazenamento de energia em microrredes.

A principal aplicação do sistema de armazenamento de energia em baterias que é abordada neste trabalho, a qual será detalhada em momento oportuno, diz respeito à correção dos desvios de frequência ocasionados pelo ilhamento em MRs, quando estas encontram-se exportando ou importando energia do sistema de distribuição.

### **3.2 Tecnologias para Armazenamento de Energia**

Armazenamento de energia pode ser definido como a conversão de energia de um sistema elétrico de potência para uma forma que pode ser armazenada até ser novamente convertida em energia elétrica.

Após um século de desenvolvimento e uso da geração de energia para eletricidade e transporte, novas tecnologias têm surgido para oferecer soluções que satisfaçam as necessidades do mercado. Tais necessidades compreendem maior confiabilidade, elevada qualidade e preço baixo, redução de emissão de poluentes e a conscientização para a sustentabilidade e segurança no suprimento de energia elétrica no

futuro [35].

A seguir é apresentada uma revisão das principais formas de armazenamento de energia para uso em sistemas elétricos.

### 3.2.1 Baterias

Diversas são as tecnologias utilizadas nas aplicações de baterias para armazenamento de energia em sistemas de elétricos. As primeiras baterias a serem empregadas para este fim foram as de chumbo-ácido, que consistem de uma tecnologia bastante madura. Contudo, outras tecnologias têm sido desenvolvidas ganhando espaço no mercado, como as baterias de sódio-enxofre e íons de lítio [36].

Baterias são células eletroquímicas em que energia elétrica é armazenada através de íons eletricamente carregados. Durante a descarga, íons do ânodo são liberados na solução e depositados no cátodo. Quando a célula está sendo carregada, as reações químicas são revertidas e a bateria é restabelecida à condição inicial [36, 37].

Devido às reações químicas envolvidas, baterias não podem operar por um longo tempo com níveis elevados de potência. Além disso, uma rápida e profunda descarga acarreta em necessidade de troca precoce, pois o calor gerado neste tipo de situação diminui a vida útil das baterias. Também, existem preocupações ambientais, e cuidados devem ser tomados, relacionados a gases tóxicos liberados pelas baterias no processo de carga/descarga [38].

Baterias apresentam uma das melhores relações custo-benefício para armazenamento de pequenas a médias quantidades de eletricidade que estão disponíveis no mercado atualmente [36, 39]. A integração de equipamentos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) para controle de fluxo de potência com os sistemas de armazenamento é capaz de melhorar a operação e controle do sistema de potência [38].

### 3.2.2 Usinas hidroelétricas reversíveis

É a forma mais antiga de armazenamento de energia, e a que propicia maiores capacidades de armazenamento. Usinas hidroelétricas reversíveis apresentam capacidade acima de 1000MW [36].

Em usinas hidroelétricas reversíveis é armazenada energia potencial através da elevação de água. Instalações convencionais consistem

de dois grandes reservatórios, o primeiro localizado em nível mais baixo enquanto que o segundo encontra-se em um nível superior. Durante períodos de carga baixa, água pode ser bombeada do reservatório inferior ao superior. Para gerar energia elétrica a água é então liberada para o reservatório inferior passando por turbinas, de modo a transformar a energia potencial contida na massa d'água em energia elétrica. Geração e bombeamento podem ser realizados por uma única unidade ou unidades distintas [36, 37].

### 3.2.3 Volantes de inércia

Volantes de inércia armazenam energia em uma massa girante. O sistema consiste em acelerar um rotor a elevada velocidade mantendo energia armazenada na forma de energia cinética. A energia é estocada no rotor proporcionalmente ao seu momento de inércia ( $I$ ) e ao quadrado do momento angular ( $\omega$ ) [36]. A expressão bem conhecida para a energia cinética de massas girantes a seguir ilustra isto:

$$E = \frac{1}{2}I\omega^2 \quad (3.1)$$

O momento inercial pode ser aumentado através do acréscimo do raio, da massa ou da altura (comprimento) do rotor [38].

Este sistema de armazenamento fica acoplado a uma máquina elétrica, funcionando como motor quando o rotor é mantido girando com a energia estocada e passando para gerador ao fornecer energia para o sistema. Portanto, quando o rotor estiver funcionando como motor o volante de inércia irá acelerar. O contrário acontece para funcionamento como gerador, condição em que o volante de inércia desacelera [36, 38, 39].

### 3.2.4 Supercapacitores

A energia armazenada em supercapacitores é empregada na forma de campo elétrico entre dois eletrodos separados por um isolante chamado dielétrico. A energia armazenada em um capacitor é dada pela seguinte expressão:

$$E = \frac{1}{2}CV^2 \quad (3.2)$$

Desta forma, a quantidade de energia armazenada depende da capa-

citância ( $C$ ) e da diferença de potencial ( $V$ ) aplicada entre os eletrodos do supercapacitor. A capacitância pode ser aumentada através do aumento da área das placas, da permissividade do dielétrico ou da aproximação dos eletrodos.

Supercapacitores são compostos de duas camadas que incrementam a capacidade de armazenamento através de grande aumento da área de superfície pelo uso de um eletrólito poroso [39].

Atualmente os supercapacitores são utilizados para injetar elevada potência rapidamente, porém a energia fornecida por estes capacitores é baixa. Os super capacitores carregam e descarregam imediatamente, tendo elevada vida útil [37, 38].

### 3.2.5 Supercondutores magnéticos

O sistema de armazenamento através de supercondutores magnéticos guarda energia na forma de campo magnético gerado por uma corrente contínua fluindo através de uma bobina supercondutora [38, 39]. A energia armazenada nestes sistemas é dada por:

$$E = \frac{1}{2}LI^2 \quad (3.3)$$

onde  $L$  é a indutância e  $I$  a corrente que circula pela bobina.

É necessário um sistema de conversão AC/DC para realizar a carga e descarga da energia estocada na bobina.

Este sistema de armazenamento apresenta diversas vantagens devido à sua rápida resposta, se comparado a sistemas mecânicos de estocagem de energia, além de elevada eficiência. Desta forma, suas aplicações podem ser exploradas nos vários níveis do sistema elétrico. Os supercondutores magnéticos têm sido desenvolvidos, principalmente, para os seguintes fins: nivelamento da carga, suporte de frequência (reserva girante) durante perda de geração, melhores respostas transitórias e estabilidade dinâmica, suporte de tensão dinâmico (compensação de VAR), melhora na qualidade de energia e aumento das capacidades de linhas de transmissão [38, 40].

### 3.2.6 Outras tecnologias

Os sistemas de armazenamento de energia apresentados anteriormente são apenas alguns dos exemplos aplicados em sistemas elétricos de potência.

Outras tecnologias incluem a estocagem de ar comprimido ou hidrogênio em reservatórios para que sejam empregados como meios para acumular energia em determinados períodos de sobressalência de geração e posterior consumo desta energia em horários mais críticos.

Um emprego do hidrogênio dá-se nas células a combustível, tecnologia essa que tem sido utilizada nos sistemas de potência. Com o seu gradual aperfeiçoamento, quanto ao custo e eficiência, têm dado respaldo para futuras aplicações em veículos sem emissão de poluentes [35].

Deste ponto em diante, o foco do trabalho será nos sistemas de armazenamento de energia em baterias. Estes são reconhecidos como componentes confiáveis para acomodar as variações de carga nas microrredes operando em modo isolado, reduzindo assim desvios da frequência destas redes em relação ao seu valor nominal.

### 3.3 Conexão com a Rede

Os componentes básicos do sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS - *Battery Energy Storage System*) consistem do banco de baterias, sistema de controle, interface de eletrônica de potência para a conversão AC/DC, sistema de proteção e um transformador para adaptar a tensão ao nível da rede de transmissão ou distribuição [41, 42]. O transformador não é sempre necessário. Caso o nível da tensão terminal do banco de baterias seja próximo à tensão da rede elétrica o conversor, desde que adequadamente projetado, pode compatibilizar estas tensões. A Figura 3.1 ilustra o diagrama de conexão do sistema de armazenamento com a rede elétrica.

O sistema de conversão de energia é bi-direcional e é capaz de promover operação nos quatro quadrantes. Assim, tanto potência ativa quanto reativa podem ser fornecidas e absorvidas de acordo com a necessidade do sistema elétrico. Os sistemas de controle e proteção incluem um esquema de gerenciamento da bateria que monitoram seu *status* e vida útil. Além disto, o banco de baterias é formado por um conjunto de baterias conectadas em uma combinação série-paralelo para que forneçam a potência e energia desejada [41, 42].

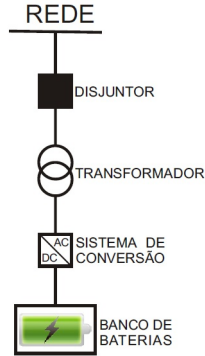


Figura 3.1 – Diagrama unifilar simplificado do sistema de armazenamento.

### 3.4 Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia

As funcionalidades dos sistemas de armazenamento são explorados nos diversos níveis da rede elétrica como geração, sistemas de transmissão e distribuição, usuários finais ou integração dos REDs, desempenhando diferentes funções de acordo com as exigências e locais onde foram implantadas. Exemplos de aplicações de dispositivos de armazenamento para o sistema elétrico são listados a seguir [4, 41, 43]:

- Serviços ancilares: seguimento da carga, reserva operacional, controle da frequência, suporte de tensão e *black start*;
- Alívio de congestionamentos nos sistemas de transmissão e distribuição;
- Postergar investimentos de ampliação dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Suprimento de carga nos horários de ponta (*peak shaving*) e carregamento das baterias nos períodos de demanda reduzida;
- Não emitem gases poluentes;
- Construção modular, dispersa e próxima às cargas;
- Integração de fontes renováveis: mitigar as variações na geração e armazenar a produção excedente para posterior uso.



As referências [4, 5] trazem um levantamento de alguns dos sistemas de armazenamento utilizando baterias, implementados ao redor do mundo. Estes são sumarizados na Tabela 3.1, que aponta o país no qual está inserido o sistema, a tecnologia empregada na construção da bateria, a capacidade/potência fornecida e a aplicação específica de cada um dos sistemas de armazenamento.

Tabela 3.1 – Sistemas de armazenamento em baterias [4, 5].

Local	Tipo de Bateria	Potência - Capacidade	Aplicação
Japão	Sódio-Enxofre	9,6MW - 58MWh	Gerenciamento da demanda, regulação de área
EUA	Chumbo-Ácido	10MW - 20MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade, reserva de energia, regulação de área
China	Íons de Lítio	6MW - 36MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade
Espanha	Íons de Lítio	1,1MW - 560kWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade, regulação de área
EUA	Sódio-Enxofre	1,2MW - 7,2MWh	Regulação de área, reserva de energia
EUA	Zinco-Bromo	500kW - 2,8MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade, alívio de congestionamento na transmissão
EUA	Íons de Lítio	8MW - 32MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade, regulação de área, suporte de tensão
EUA	Chumbo-Ácido	36MW - 24MWh	Regulação de área, deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade
EUA	Sódio-Enxofre	1MW - 7,2MWh	Gerenciamento da demanda
EUA	Íons de Lítio	500kW - 1MWh	Deslocamento da energia gerada, regulação de área
Japão	Sódio-Enxofre	34MW - 245MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade
EUA	Chumbo-Ácido	0,75MW - 2MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade, regulação de área
China	Íons de Lítio	3MW - 12MWh	Regulação de área, gerenciamento da demanda
EUA	Níquel-Cádmio	27MW - 6,75MWh	Reserva de energia, seguimento da carga
EUA	Redox de Vanádio	1MW - 8MWh	Deslocamento da energia gerada, seguimento da carga, reserva de energia, suporte de tensão, alívio de congestionamento na transmissão
EUA	Íons de Lítio	32MW - 8MWh	Deslocamento de geração renovável e melhora da capacidade
Japão	Redox de Vanádio	1,5MW - 1,5MWh	Suporte de tensão, deslocamento da energia gerada
EUA	Chumbo-Ácido	300kW - 580kWh	Nivelamento da carga
EUA	Chumbo-Ácido	10MW - 40MWh	Nivelamento da carga

Em aplicações de energias renováveis é comum que os sistemas de armazenamento de energia sejam operados com carga parcial, ou seja, as baterias são mantidas parcialmente descarregadas para que sejam capazes de absorver ou fornecer energia para a rede de acordo com a necessidade. Desta forma, se a frequência do sistema cair abaixo de um limiar aceitável, as baterias podem fornecer energia para recuperar seu valor. O contrário deve acontecer para uma elevação na frequência, ou seja, as baterias devem armazenar energia. Em grandes sistemas

interconectados, a frequência não irá afastar-se consideravelmente de seu valor nominal quando em operação normal. Contudo, para uma microrrede operando isolada onde o nível de reserva girante é baixo, desvios da ordem de alguns Hertz são comumente observados [42]. As diferenças com respeito ao valor nominal de frequência, mesmo em MRs, precisam ser anuladas ou consideravelmente reduzidas para que um novo desvio não leve a um ponto de operação inviável.

A contribuição dos sistemas de armazenamento é particularmente importante quando instalados paralelamente a fontes de complexa previsão de geração, devido às variações espontâneas na potência gerada por elas, cenário este que se verifica, por exemplo, pela intermitência da energia solar e eólica. Desta forma, outra finalidade das baterias envolvendo a integração de geração distribuída é aprimorar a eficiência e confiabilidade através da redução dos impactos negativos da natureza variável destes recursos [4].

### 3.5 Modelo da Bateria

Há necessidade de se estabelecer um modelo da bateria a ser empregado nas análises a serem apresentadas nos capítulos seguintes. Em um caso ideal, uma bateria poderia apenas ser representada como uma fonte de tensão. Porém, é conhecido que o valor da tensão fornecido por uma bateria varia de acordo com a porcentagem de carga nela armazenada.

A bateria de chumbo-ácido é uma das mais utilizadas para as aplicações em sistemas de potência, devido ao fato de sua tecnologia estar bastante consolidada (ver Tabela 3.1). O objetivo desta seção é desenvolver um modelo simples mas confiável para representar o funcionamento desta tecnologia de bateria em regime permanente. O comportamento dos elementos das baterias se inter-relacionam, ou seja, a tensão depende do estado de carga (SOC - *State of Charge*) da bateria, a capacidade de armazenamento depende da corrente fornecida e a resistência interna também é função do SOC [44].

Investigam-se a seguir os parâmetros que determinam o modelo da bateria de chumbo-ácido utilizado nesta dissertação, com base na bibliografia existente.

### 3.5.1 Capacidade da bateria

Quanto mais alta for a corrente de descarga da bateria, menos energia será disponibilizada por ela. Peukert formulou a capacidade das baterias da seguinte forma [44, 45]:

$$C = \frac{K}{I_d^{(p-1)}} \quad (3.4)$$

em que  $K$  e  $p$  são constantes derivadas das curvas fornecidas pelos fabricantes. A fórmula de Peukert é razoavelmente precisa para baterias de chumbo-ácido que apresentem descargas entre 1 e 10 horas [45]. Os valores de  $K$  e  $p$  para este trabalho são extraídos da referência [44] e valem  $K = 85$  e  $p = 1,269$ .

Para os parâmetros estipulados e variando a corrente de 3 a 500A, a capacidade da bateria segue o padrão da Figura 3.2.

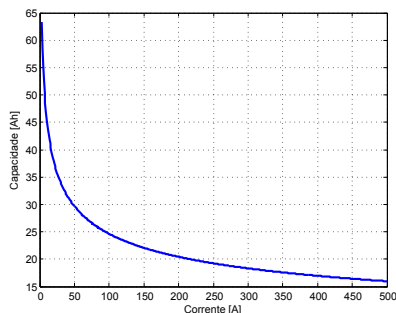


Figura 3.2 – Capacidade de armazenamento de uma bateria em função da corrente de descarga.

### 3.5.2 Tensão terminal de descarga

A tensão de descarga da bateria depende da quantidade de carga nela armazenada. Quanto menor a carga, menor será a tensão fornecida pela bateria.

A equação que descreve a tensão de descarga é baseada nas referências [44, 46], para uma bateria do tipo chumbo-ácido, e é descrita como:

$$V_{bd} = -9,3354 * SOC^4 + 23,9754 * SOC^3 - 20,6388 * SOC^2 + 8,5524 * SOC + 10,6944 \quad (3.5)$$

### 3.5.3 Tensão terminal de carga

A tensão de carregamento de uma bateria é superior à tensão de descarga. A equação que descreve sua dependência com o SOC para uma bateria de chumbo-ácido é dada por [45, 46]:

$$V_{bc} = -13,2870 * SOC^4 + 19,3242 * SOC^3 - 9,8250 * SOC^2 + 0,3366 * SOC + 14,2542 \quad (3.6)$$

As curvas de tensão terminal de carga e descarga de acordo com as equações (3.5) e (3.6) são ilustradas na Figura 3.3.

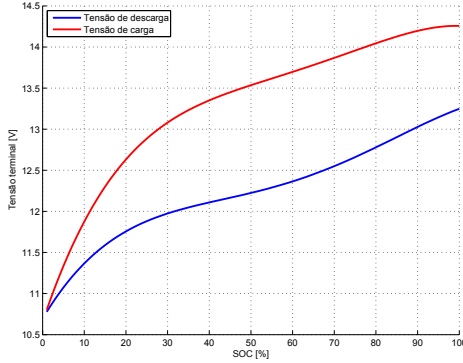


Figura 3.3 – Tensão de carga e descarga do modelo proposto.

### 3.5.4 Resistência interna

A resistência interna também aumenta em função do decréscimo da energia armazenada pela bateria, sendo expressa por [44, 46]:

$$R_b = 0,05 * SOC^{-0,3} \quad (3.7)$$

Outros fatores que influenciam a resistência interna da bateria são o tempo de uso e a temperatura. Ao final de sua vida útil o valor da resistência aumenta. Normalmente, elementos resistivos têm seu valor acrescido com a temperatura. No entanto, a resistividade de eletrólitos funciona de forma oposta, apresentando maiores taxas de condução para temperaturas mais elevadas [44]. A curva de variação da resistência interna da bateria de acordo com a equação (3.7) é apresentada na Figura 3.4:

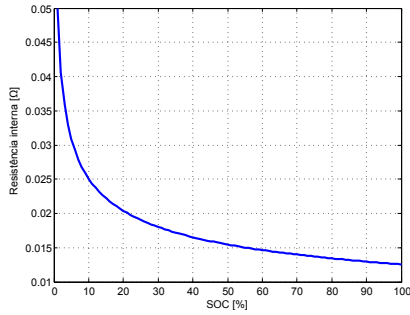


Figura 3.4 – Variação da resistência interna da bateria com o SOC.

### 3.6 Controle da Frequência através de Sistema de Armazenamento de Energia

O estado de carregamento das baterias (SOC) varia de acordo com (3.8).

$$SOC = SOC_0 \pm \frac{I * t}{C} \quad (3.8)$$

onde  $SOC_0$  é o estado de carregamento inicial,  $I$  é a corrente que está sendo suprida ou armazenada pela bateria,  $t$  é o tempo ao qual a bateria é submetida a esta corrente e  $C$  é a capacidade da bateria. O sinal de (3.8) depende do sentido da corrente, assim se a bateria está fornecendo energia para as cargas da MR o estado de carregamento diminui portanto o sinal adotado é negativo. O contrário é verificado para a situação na qual as baterias encontram-se armazenando energia sobressalente das fontes de geração, onde o SOC aumenta e o sinal de (3.8) é positivo. A discretização da curva de carga usada para avaliar

os resultados no Capítulo 6 é horária, portanto  $t = 1 \text{ hora}$  em (3.8). A forma de determinar as variáveis  $I$  e  $C$  são descritas na sequência.

O aplicativo de fluxo de potência, baseado em [47], executa o fluxo de potência com a microrrede conectada ao sistema de média tensão e de posse deste resultado e com base nas características de regime permanente das unidades geradoras despacháveis é feito o isolamento da rede. Estas unidades são responsáveis por assumir a carga antes fornecida pela rede (em caso da rede de média tensão estar fornecendo energia para a microrrede). Este processo gera um desvio de frequência em modo isolado que deve ser zerado. A proposta deste trabalho é que os dispositivos armazenadores de energia desempenhem este papel. Para tanto, de acordo com o desvio de frequência ocorrido, é determinada a potência a ser fornecida ou armazenada nas baterias para suprir as necessidades da microrrede na busca pela operação em frequência nominal, durante o período de  $t = 1 \text{ hora}$  caracterizado pelo intervalo de discretização da curva de carga, conforme mencionado. Feito isto, verifica-se o estado de carregamento das baterias ( $SOC_0$ ) para realizar o procedimento de armazenamento ou suprimento de energia. Neste sentido, o  $SOC_0$  é quem determina a tensão terminal das baterias, conforme mostrado em (3.5) e (3.6). Então, através da quantidade de energia estipulada para corrigir o desvio de frequência é obtida a corrente  $I$  que define o valor da capacidade da bateria  $C$  de acordo com (3.4). Agora os termos de (3.8) estão todos definidos. Este procedimento é ilustrado na Figura 3.5.

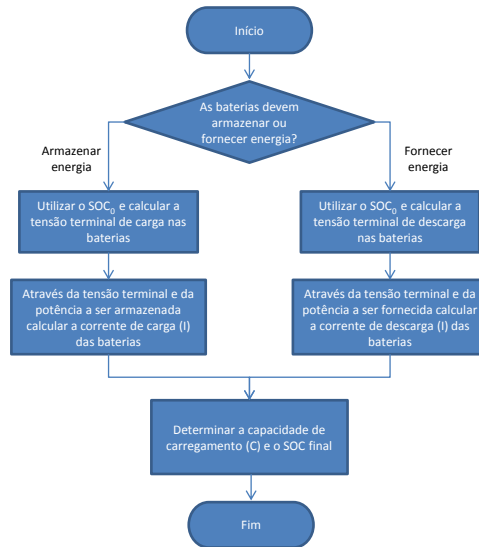


Figura 3.5 – Procedimento de armazenamento/suprimento de energia das baterias e calculo do SOC final.

É considerado que durante cada um dos intervalos de 1 hora a tensão terminal das baterias não varia significativamente com a variação do SOC. Esta é uma aproximação feita durante o processo descrito que leva em conta que o projeto do banco de baterias é pensado para que não haja grande variação na carga das baterias durante um único período.

Pode ocorrer que para um determinado período a energia das baterias se esgote (ou que elas estejam plenamente carregadas) e a frequência ainda não tenha atingido o valor nominal de operação necessitando realizar incremento de carga (ou corte) para zerar este desvio de frequência. Mais detalhes deste procedimento são apresentados e analisados no Capítulo 6.

A Figura 3.6 indica o procedimento para realizar a correção da frequência da microrrede isolada através do uso da energia armazenada nas baterias.

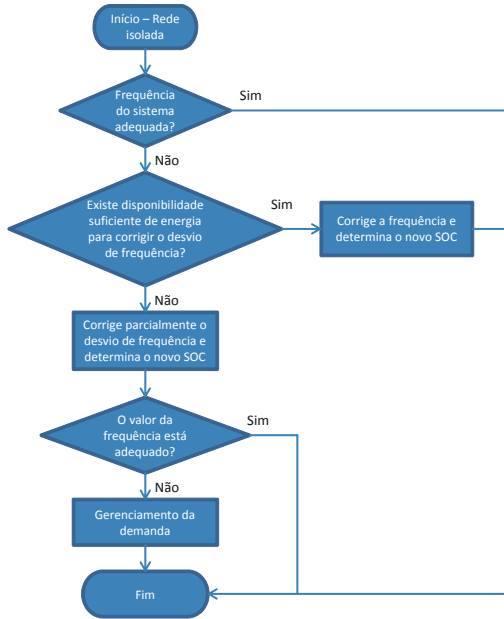


Figura 3.6 – Fluxograma do procedimento de correção do desvio de frequência para a microrrede isolada.

### 3.7 Conclusão

Este capítulo faz uma revisão do estado-da-arte dos sistemas de armazenamento de energia de forma geral no contexto da aplicação a sistemas elétricos de potência. O objetivo específico concentra-se entretanto nas baterias. O motivo para isto é consequência de suas amplas possibilidades de aplicação de armazenamento de energia em quantidades suficientes para garantir a continuidade de operação de sistemas elétricos isolados. Adicionalmente, são feitas considerações a respeito de outros assuntos de interesse dos sistemas de armazenamento em baterias, como por exemplo a possibilidade de armazenar energia sobressalente das fontes renováveis intermitentes para posterior uso.

O modelo da bateria a ser utilizado em estudos de fluxo de potência é apresentado para analisar seus efeitos na operação em regime permanente de uma microrrede isolada. Por fim, o procedimento proposto pela dissertação é ilustrado para corrigir os desvios de frequência



em uma MR isolada.



## 4 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

### 4.1 Introdução

Inicialmente, o capítulo apresenta uma revisão bibliográfica relacionada à estimação de estados cujo foco concentra-se no tratamento conjunto de informações provenientes de diferentes classes de medidores. No Capítulo 5 são mostrados mais detalhes a respeito do tema.

Na sequência, é realizada uma análise da formulação do problema de estimação de estados, bem como sua solução pelo método da Equação Normal, baseado no algoritmo de Gauss-Newton.

Com as diferentes classes de medidas utilizadas na estimação de estados surge a necessidade de compatibilização destas, visto as distintas taxas de amostragem referente a cada classe de dados, sendo discutido um método para tal ao fim do capítulo.

### 4.2 Revisão Bibliográfica

A Estimação de Estados começou a ser desenvolvida no final dos anos 60. Um dos principais autores que iniciaram os estudos sobre o tema foi Fred Schweppe. Em janeiro de 1970 Schweppe e outros publicaram uma sequência de três artigos [48–50] em que apresenta a seguinte definição para a estimação estática de estados:

O estimador estático de estados é um algoritmo de processamento de dados que converte leituras de medidores redundantes e outras informações disponíveis em uma estimativa do vetor de estados (módulo e ângulo da tensão em todas as barras do sistema).

O artigo [48] trata sobre o problema geral, modelo e a teoria de solução desenvolvida. Em [49] é desenvolvido um modelo aproximado e as soluções para este. Por fim, em [50] comenta-se sobre problemas de implementação relacionados à velocidade de processamento, dimensionalidade do vetor de estados e o fato de que para o sistema elétrico o estado nunca é estático.

Nestes artigos, Schweppe apresenta a formulação do problema pelo método dos mínimos quadrados utilizando a soma ponderada do quadrado dos resíduos como função objetivo. Neste ponto já havia a

preocupação com o tratamento dos erros grosseiros que torna a estimativa dos estados ruim.

A partir dos trabalhos de Schweppe, até hoje muito tem sido estudado sobre a estimação de estados, com desenvolvimento de novas técnicas de solução e formas de tratar o problema. A referência [51] traz uma revisão da evolução da estimação de estados desde o começo no final dos anos 60 até os dias atuais. Na sequência é feita uma revisão de algum dos temas mais recentemente abordados e que servem de base para o desenvolvimento desta dissertação.

Em [51] é abordada a inserção de medidas fasoriais de tensão e corrente para o processamento conjunto com as medidas SCADA, ou seja, o estimador híbrido. Neste trabalho as medidas fasoriais de corrente são modeladas em coordenadas retangulares e os fasores de tensão foram empregados em coordenadas polares. São apresentados os resultados de dois estudos para tratar a ponderação destas medidas de corrente. No primeiro considera-se que a variância para as partes real e imaginária são aproximadas pelos valores destas para o módulo e ângulo da corrente, enquanto que a segunda forma de tratamento proposta considera a propagação dos erros ao passar da forma polar para a retangular, adotando então uma matriz de covariância dos erros de medição que é bloco diagonal.

No trabalho [52] sugere-se o tratamento individual de cada classe de medida em estimadores distintos, utilizando a estimação em dois estágios. A primeira proposta desta dissertação consiste em executar o estimador tradicional associado ao sistema SCADA e seu resultado utilizado como informação *a priori* no segundo estágio, no qual são processadas as medidas fasoriais sincronizadas através do método baseado na versão rápida das Rotações de Givens, que acomoda facilmente estas informações *a priori*. Este estimador é denominado *Estimador de Estados com Medidas Fasoriais e Informações a Priori*. O segundo método para a EE sugerido consiste em empregar dois estimadores diferentes, um para cada classe de medidas, e realizar a fusão de dados em um módulo separado.

Na dissertação [53] o estimador desenvolvido foi semelhante ao primeiro método apresentado por [52], porém, toda a formulação do segundo estágio foi implementada em coordenadas retangulares e a versão rápida das Rotações de Givens em blocos foi aplicada para considerar o espalhamento dos erros de módulo e ângulo ao passar o fasor corrente em coordenadas polares para coordenadas retangulares.

Na referência [54] o segundo estimador desenvolvido por [52] é expandido para incluir pseudomedidas como uma terceira classe de da-

dos, ou seja, propõe-se o uso de três estimadores e, com base na teoria de fusão de dados de múltiplos sensores, suas soluções são aglutinadas, fornecendo um resultado final para os estados do sistema.

Contribuições importantes foram apresentadas, principalmente, a partir dos trabalhos [52, 53], através dos artigos [55, 56].

Vale ressaltar que todos os trabalhos desenvolvidos na área de estimação de estados citados até o momento abordam sistemas de transmissão. Diferentemente desta perspectiva, o presente trabalho concentra as atenções no monitoramento em tempo real de microrredes através da EE.

Outro ponto que merece ser enfatizado é a importância de desenvolver estimadores capazes de incorporar as diferentes classes de medidas disponíveis nos sistemas elétricos para melhorar os resultados da EE, incluindo entre estes os estimadores que utilizam apenas medidas provenientes do sistema SCADA.

### 4.3 Formulação Matemática

Dado um sistema elétrico com  $N$  barras, o número de estados deste será igual a  $n = 2N - 1$ , ou seja, a magnitude e o ângulo da tensão em todas as barras com exceção do ângulo da barra de referência. O número de medidas do plano de medição será denotado por  $m$ .

O vetor  $\mathbf{z}$  das quantidades medidas pode ser escrito da seguinte forma:

$$\mathbf{z} = \mathbf{z}_0 + \boldsymbol{\eta} \quad (4.1)$$

Todos os vetores da equação (4.1) são de ordem  $(m \times 1)$ .  $\mathbf{z}_0$  é o vetor dos valores verdadeiros das quantidades medidas e  $\boldsymbol{\eta}$  é o vetor que representa os erros de medição provenientes das imprecisões dos medidores, erros de comunicação, efeitos de conversão analógico-digital, entre outros. Portanto, os erros associados às medidas são de natureza aleatória.

Sob condições normais, considera-se que o vetor dos erros aleatórios  $\boldsymbol{\eta}$  apresenta distribuição normal com média zero [48, 57], assim:

$$E(\boldsymbol{\eta}) = 0 \quad (4.2)$$

Além disso, os erros de medição são considerados independentes, ou seja, o erro de um instrumento de medição não afeta a quantidade medida por outro medidor [57]. Então:

$$Cov(\boldsymbol{\eta}) = E[\boldsymbol{\eta}\boldsymbol{\eta}^t] = \mathbf{R} = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (4.3)$$

As variâncias  $\sigma_i^2$  refletem o espalhamento dos erros de medição com respeito à média, e estão relacionadas à precisão dos instrumentos de medição.

Sendo  $\mathbf{x}$  o vetor de estados verdadeiros (porém, desconhecido), estes estão relacionados com os valores verdadeiros das quantidades medidas da seguinte forma [48, 54]:

$$\mathbf{z}_0 = \mathbf{h}(\mathbf{x}) \quad (4.4)$$

o vetor  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  é composto por  $m$  funções não lineares resultantes da aplicação das leis de Ohm e Kirchhoff.

Portanto, o modelo de medição pode ser escrito substituindo na equação (4.1) a equação (4.4), assim:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\eta} \quad (4.5)$$

As classes de medida que podem ser utilizadas para desempenhar a estimação de estados, ou seja, que compõem o vetor  $\mathbf{z}$ , são provenientes do sistema SCADA, pseudomedidas e medidas fasoriais sincronizadas obtidas com as PMUs. As referências [54] e [58] indicam os tipos de medidas que podem ser utilizadas, que são:

- Módulos das tensões nas barras - SCADA;
- Fluxos de potência ativa e reativa nas linhas - SCADA;
- Módulos dos fluxos de corrente nas linhas - SCADA;
- Módulos e ângulos das tensões nas barras - PMU;
- Correntes elétricas nos ramos da rede - PMU;
- Injeções de potência ativa e reativa nas barras - pseudomedidas.

Adicionalmente a estas medidas, o surgimento dos medidores eletrônicos instalados nas unidades consumidoras fornecem também informações úteis para a estimação de estados, como será visto no Capítulo 5.

A estimação de estados pode ser formulada como um problema de otimização. Uma das possíveis formas de tratar este problema é através do método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP), descrito a seguir.

#### 4.4 Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

O problema de otimização pode ser escrito da seguinte forma [57]:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad & \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 \\ \text{sujeito a} \quad & z_i = h_i(\hat{\mathbf{x}}) + r_i, \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (4.6)$$

Re-escrevendo o problema (4.6) de outra forma, tem-se:

$$\begin{aligned} \min J(\hat{\mathbf{x}}) &= [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]^t \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] \\ &= \sum_{i=1}^m W_{ii} [z_i - h_i(\hat{\mathbf{x}})]^2 \end{aligned} \quad (4.7)$$

Portanto, o problema consiste em determinar o vetor de estados estimados  $\hat{\mathbf{x}}$  que minimiza a função-objetivo  $J(\hat{\mathbf{x}})$ , função esta que representa a soma ponderada do quadrado dos resíduos de medição  $r_i$ . A matriz diagonal  $\mathbf{W}$  é a matriz de ponderação formada pelos inversos das variâncias das medidas, ou seja:

$$\mathbf{W} = \mathbf{R}^{-1} \quad (4.8)$$

Finalmente, o vetor dos resíduos de estimação é dado pela diferença entre o valor medido e o valor obtido em função do estado. Assim:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) \quad (4.9)$$

A utilização da matriz  $\mathbf{W}$  como forma de ponderar a função custo implica que as medidas de menor variância (mais precisas) recebem maior peso do que aquelas que apresentam maiores incertezas. Com isso, estas têm maior influência na solução da estimação de estados [48, 54].

#### 4.5 Métodos de Solução para a Estimação de Estados

Existem diversos métodos para a solução do problema de estimação de estados. Alguns métodos frequentemente utilizados são: método da Equação Normal, baseado no algoritmo de Gauss-Newton, também denominado método clássico, método da Matriz Aumentada, conhecido como método do Tableau Esparsa, ou ainda, de Hachtel, método Sequencial-Ortogonal que se baseia nas rotações de Givens, além de outros métodos sequenciais e métodos híbridos.

Este trabalho irá apresentar unicamente o método baseado na Equação Normal, o qual aplica o algoritmo de Gauss-Newton em seu desenvolvimento para linearizar o modelo de medição, conforme será visto na sequência. Este foi o primeiro método proposto para solucionar o problema de estimação de estados, descrito em [48]. Considerando o modelo de medição não linear apresentado por Schweppe e reproduzido na equação (4.5), a Estimação de Estados formulada pelo método da soma ponderada do quadrado dos resíduos (WLS - *Weighted Least Squares*) pode ser vista como um problema de otimização no qual se busca minimizar a seguinte função custo:

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]^t \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] \quad (4.10)$$

No ponto de mínimo, a condição de otimalidade de primeira ordem deve ser satisfeita. Esta condição é expressa por:

$$\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) = \nabla J|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}} = 0 \Rightarrow -\mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] = 0 \quad (4.11)$$

onde,  $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \left. \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}}$  é a matriz de primeiras derivadas do vetor  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  calculada no ponto  $\hat{\mathbf{x}}$ , ou seja,  $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})$  é a matriz Jacobiana das grandezas medidas.

O problema de minimização de  $J(\hat{\mathbf{x}})$  com respeito a  $\hat{\mathbf{x}}$  não é passível de solução fechada pois  $\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})$  é uma função não linear de  $\hat{\mathbf{x}}$ , tendo que ser resolvida iterativamente. Uma aproximação do vetor de funções não lineares  $\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})$  pode ser fornecida utilizando a expansão em série de Taylor.

Expandindo a função  $\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})$ , equação (4.11), através da série de Taylor em torno do ponto  $\hat{\mathbf{x}}$  fornece:

$$\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k) + \frac{\partial \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}} (\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^k) + \frac{1}{2} (\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^k)^t \frac{\partial^2 \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}^2} (\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^k) + \dots \quad (4.12)$$

Negligenciando os termos de ordem superior a um e igualando  $\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})$  a zero, como em (4.11), resulta na equação (4.13):

$$\frac{\partial \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}} (\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^k) = -\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k) \quad (4.13)$$

Esta equação é a base do algoritmo de Gauss-Newton utilizada para determinar iterativamente o incremento do vetor  $\hat{\mathbf{x}}$  até que seja



atingida a convergência.

Na equação (4.13) aparecem a primeira e segunda derivada da função objetivo em relação às variáveis de estado que são definidas como:

$$\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k) = \frac{\partial J(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}} = -\mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k)\mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k)] \quad (4.14)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}} &= \frac{\partial^2 J(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}^2} = \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \\ &\quad - \left[ \frac{\partial^2 \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}} \right]^t \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k)] \end{aligned} \quad (4.15)$$

No método de Gauss-Newton, o segundo termo da equação (4.15) com as derivadas de segunda ordem de  $\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})$  é desprezado. Isto significa dizer que, próximo ao ponto de solução, as variações da matriz Jacobiana  $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})$  são praticamente nulas. Então:

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k) = \frac{\partial \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \mathbf{x}} \approx \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \quad (4.16)$$

A matriz  $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k)$  é chamada de **matriz de ganho**. Esta é uma matriz esparsa e simétrica sendo que se o sistema for observável,  $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k)$  é positiva definida [57].

Substituindo as equações (4.14) e (4.16) em (4.13) e ainda definindo  $\Delta \mathbf{x} = (\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^k)$  e  $\Delta \mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k)$ , resulta em:

$$\mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k)\Delta \mathbf{x} = \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k)\mathbf{R}^{-1}\Delta \mathbf{z} \quad (4.17)$$

A equação (4.17) resultante do processo de linearização aplicado é denominada Equação Normal de Gauss e fornece o sistema linear a ser resolvido a cada iteração para determinar o incremento  $\Delta \mathbf{x}$ . A atualização do vetor  $\hat{\mathbf{x}}$  é então dada por:

$$\hat{\mathbf{x}}^{k+1} = \hat{\mathbf{x}}^k + \Delta \mathbf{x} \quad (4.18)$$

#### 4.6 Medição Fasorial Aplicação à Estimação de Estados

As medidas fasoriais sincronizadas são apresentadas no Capítulo 2 e nesta seção é desenvolvido um método para sua compatibilização quando tratadas conjuntamente com as informações dos sistemas SCADA.

Com o tratamento integrado das informações proveniente dos sistemas SCADA e medição fasorial sincronizada na estimação de estados, faz-se necessário compatibilizar os dados destes sistemas tendo em vista suas diferentes taxas de amostragem. Ou seja, enquanto o sistema SCADA realiza uma varredura em seus medidores, o SMFS coleta volume muito maior de dados. A questão a ser solucionada é a seguinte: quais são os dados das PMUs que devem ser utilizados no processo de EE?

Quanto mais medidas forem consideradas na estimação de estados, melhor será o resultado quando o sistema é estático. Contudo, embora apresentando uma dinâmica lenta, as condições de operação de sistemas de potência evoluem no tempo. Por outro lado, quanto mais medidas são consideradas maior é o desvio que resultará devido à evolução do sistema no tempo. Esta competição influencia na decisão de como escolher o número de elementos do *buffer* de dados fasoriais no pré-processamento das medidas utilizadas para a estimação de estados. O número de elementos do *buffer* refere-se à quantidade de varreduras do sistema de medição fasorial que deve ser utilizado no processo de EE. O primeiro aspecto a ser considerado refere-se às incertezas devidas ao ruído nas medidas, enquanto que o segundo aspecto relaciona-se à variação dos dados devido à evolução nos estados do sistema [64].

O método proposto por [64], que será descrito adiante, visa estabelecer uma boa relação entre os aspectos citados no parágrafo anterior quando da determinação do número de elementos ótimo do *buffer*. Ainda, é assumido que não exista erro grosseiro nas medidas fasoriais e que as medidas do sistema SCADA são todas coletadas simultaneamente.

A ideia básica consiste em determinar se o sistema é estático ou não. Para isto, é proposto um teste de hipóteses, visando encontrar o comprimento ótimo do *buffer*. O foco do método é detectar deslocamentos na média dos resultados da estimação. A estaticidade é testada através da igualdade entre duas médias, calculadas a partir da divisão dos dados coletados pelas PMUs, conforme será visto a seguir. As hipóteses nula e alternativa do teste são:

- $H_0$  : As médias são iguais  
 $H_1$  : As médias não são iguais

Dada a taxa de amostragem de uma PMU em número de amostras por segundo, o procedimento para determinar o comprimento ótimo do *buffer* é o seguinte:

- a. Considerar que as  $n_{HT}$  medidas no tempo  $t_{HT}$  são divididas em  $n_{sc}$  subconjuntos, em que cada subconjunto contenha  $n_{med}$  medidas. Os  $n_{sc}$  subconjuntos são denotados por  $Z(1)$ ,  $Z(2)$ , ...,  $Z(n_{sc})$ .
- b. Para os últimos valores medidos, presentes em  $Z(n_{sc})$ , deve-se determinar se houve uma grande mudança no estado do sistema. Isto pode ser feito definindo um limiar para o desvio padrão das  $n_{med}$  medidas. O limiar é estabelecido para garantir que a mudança no estado do sistema seja detectada. A escolha deste limiar deve ser ajustada através de implementação prática. Se o desvio padrão é menor que o valor do limiar, então o tamanho do *buffer*  $n_{bf1}$  é, simplesmente, igual a  $n_{med}$ . Neste caso, vá para o passo c. Se  $n_{bf1}$  for menor que  $n_{med}$ , uma mudança no estado é detectada nas dadas  $n_{med}$  medidas do subconjunto  $Z(n_{sc})$ . Neste caso,  $n_{bf1}$  é igual ao número de medidas anteriores à mudança ocorrida. Portanto,  $n_{bf1}$  será menor que  $n_{med}$  e o número de elementos ótimo do *buffer*  $N_{op\_bl}$  é  $n_{bf1}$  e o procedimento é encerrado.
- c. Aplicar o teste de hipóteses entre os subconjuntos  $Z(n_{sc})$  e  $Z(n_{sc}-1)$ , ...,  $Z(3)$  e  $Z(2)$ ,  $Z(2)$  e  $Z(1)$ . O resultado do teste é denotado por  $h_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n_{sc} - 1$ ). Quando a hipótese nula  $H_0$  for satisfeita,  $h_i$  é zero. O número de elementos ótimo do *buffer*,  $N_{op\_bl}$ , é calculado por:

$$N_{op\_bl} = \max\{ n_{med}, 2n_{med}\bar{h}_1, 3n_{med}\bar{h}_1\bar{h}_2, 4n_{med}\bar{h}_1\bar{h}_2\bar{h}_3, \dots, n_{sc}n_{med}(\bar{h}_1\bar{h}_2\bar{h}_3 \dots \bar{h}_{n_{sc}-2}\bar{h}_{n_{sc}-1}) \} \quad (4.19)$$

onde,  $\bar{h}_i$  representa o complemento de  $h_i$ , e “max” é o maior valor do vetor da equação (4.19) acima.

Após determinado o tamanho do *buffer*, calcula-se a média entre os dados medidos, o que estabelece qual o valor empregado no processo de estimação de estados.

## **4.7 Conclusão**

Neste capítulo é feita uma revisão sucinta a respeito da estimação de estados, mais detalhes e discussões são encontradas no capítulo seguinte. A formulação matemática do problema é apresentada e, através do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, o problema de otimização é escrito visando a minimização da soma ponderada do quadrado dos resíduos da estimação de estados. A solução deste problema é realizada pelo Método da Equação Normal que baseia-se no algoritmo de Gauss-Newton, conforme apresentado.

Uma questão relevante que deve ser levada em conta quando se trabalha com diferentes classes de medidas é o fato da diferença nas taxas de amostragens inerentes à cada classe. As medidas fasoriais fornecem muito mais dados se comparadas às informações dos sistema SCADA. Portanto, surge a questão de como compatibilizar estes dados visto as diferenças entre os dois sistemas, assim, é discutido neste capítulo um método para realizar tal integração.

## **5 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM MICRORREDES**

### **5.1 Introdução**

A estimação de estados precisa e confiável para redes de baixa tensão é fundamental para flexível operação e controle na transição de uma rede passiva para uma rede inteligente ativa [2].

Este capítulo traz uma revisão do que foi proposto até o momento na busca de uma forma para desempenhar a EE nas microrredes. Adicionalmente, trata das formas de incorporar diferentes classes de medidas para realizar a estimação de estados, com foco no Estimador Híbrido e nas técnicas de Fusão de Dados que são os métodos utilizados neste trabalho.

O capítulo mostra ainda as considerações sobre os planos de medição aplicadas aos estimadores utilizados no trabalho. Também, apresenta o desenvolvimento do módulo de fusão para três classes de medidas distintas, que é utilizado para que sejam extraídos os resultados e possibilite a avaliação do que está sendo proposto ao longo deste trabalho.

### **5.2 Estimação de Estados em Microrredes**

Até os dias atuais pouco tem sido desenvolvido com relação à estimação de estados nos sistemas de distribuição, menos ainda em sistemas com microrredes. O motivo pelo qual este desenvolvimento ainda é restrito deve-se à falta de medidores capazes de fornecer informações em tempo real para que a EE seja desempenhada. Porém, esta é uma área fundamental que deve ser desenvolvida para a operação das redes do futuro.

A seguir será feita uma revisão de algumas das referências encontradas na literatura que abrangem o tema da estimação de estados em microrredes.

#### **5.2.1 Revisão bibliográfica**

Em [9, 10, 65] é abordado o tema da estimação de estados em sistemas que contemplam microrredes. Nesta seção são expostos os principais detalhes e considerações propostas nestas referências.

De acordo com [9], em sistemas de transmissão os operadores podem identificar a topologia da rede através de um aplicativo denominado de Configurador da Rede Elétrica. Porém, em sistemas de distribuição esta informação é inexistente, embora seja essencial para uma adequada EE.

A referência [9] descreve três estimadores distintos, sendo o primeiro baseado no método WLS, o segundo no filtro de Kalman estendido (EKF - *Extended Kalman Filter*) e, por último, estimador baseado no filtro de Kalman *unscented* (UKF - *Unscented Kalman Filter*). Apresenta ainda um estimador Bayesiano para identificar a topologia da rede e detectar modificações ocorridas, bem como determinar o novo modelo da rede.

As simulações e análises aplicadas em [9] são realizadas através da adição a um alimentador de duas microrredes e, basicamente, são testados os desempenhos dos estimadores para modificações na topologia da rede, com esta considerada conhecida *a priori* e quando não há conhecimento da topologia correta.

De acordo com [10] a habilidade dos operadores para monitorar e controlar cada nó da microrrede será um grande desafio, visto que, para implementação de uma (AMI - *Advanced Metering Infrastructure*) e disseminação de unidades de medição fasorial, será necessário um elevado investimento. Para contornar este problema, é sugerida uma formulação estocástica para estimar parâmetros essenciais para cada nó da MR. Duas justificativas são apresentadas para a utilização da formulação estocástica. Primeiramente, quanto mais próximo do consumidor final mais aleatório é o comportamento da carga. A outra justificativa é proveniente da grande integração de geração distribuída com sua intermitência característica, como ocorre com a energia solar e eólica.

Para uma microrrede com poucos equipamentos de medição instalados na rede, a referência [10] propõe uma aproximação para construir um modelo probabilístico para o sistema e utilizar inferência estatística para estimar o comportamento de todos os nós. Primeiramente, a MR é modelada como um *factor graph* e então é utilizado um algoritmo de propagação de crença (BP - *Belief Propagation*) para obter a inferência estatística e assim determinar as variáveis de estado.

Portanto, de acordo com [10], antes das empresas e indústrias realizarem altos investimentos em dispositivos de medição inteligente, é essencial o desenvolvimento de estudos que determinem o quão precisos são os procedimentos de inferência estatística com quantidade escassa de equipamentos de medição. Questões da alocação e a quantidade de

medidores necessários podem ser respondidas através da proposta do artigo.

Por outro lado, em [65] é proposto um estimador de estados baseado no algoritmo de WLS aplicando os conceitos dos sistemas de distribuição com número limitado de medidores em tempo real. A formulação do problema considera medidas reais (telemedidas), pseudo-medidas (previsões de carga) e as medidas virtuais que não contêm erro (injeções nulas em barras que não tenham carga nem geração, queda nula de tensão em chaves fechadas e fluxo de potência nulo em chaves abertas). Esta última classe de medida é modelada como restrições de igualdade no problema de otimização.

Para um sistema de distribuição que apresenta microrredes é possível que estas operem de maneira isolada, implicando em que a topologia da rede possa se modificar. Portanto, a formulação do problema deve ser flexível suficiente para permitir identificar a correta topologia. Em [65] é proposta uma forma de estimar a topologia. Os autores também propõem uma maneira de detectar ilhas na rede elétrica. Nas simulações tratadas no artigo foram consideradas situações com a rede conectada e isolada, bem como identificação de erros grosseiros tanto em medidas como em *status* de disjuntores.

As referências descritas acima consideram as microrredes associadas aos sistemas de distribuição, ao invés de tratá-las de forma separada. O foco de interesse consiste basicamente na quantidade de medidores presentes nos sistemas de distribuição, e portanto formas de contornar este problema são estudadas.

Partindo-se do ponto de vista de que um dos princípios para a implementação de uma rede inteligente diz respeito à necessidade de visibilidade da rede através de dispositivos de medição, o que implica na observabilidade da MR, a baixa redundância de medidores não deve ser um empecilho para a estimação de estados. Por outro lado, problemas de observabilidade ocorrem em sistemas de distribuição atualmente, devido à quantidade limitada de medidores que dificulta a estimação de estados nestas redes.

Na seção seguinte discute-se um trabalho cuja proposta é semelhante à descrita nesta dissertação, ou seja, consideram-se informações de medidores em vez de proposições estatísticas.

### **5.2.2 Estimação de estados em microrredes através dos medidores inteligentes**

Como visto em capítulos anteriores, exigem-se alguns requisitos para que seja possível a articulação de sistemas de distribuição com microrredes. Neste contexto, os MIs são importantes para que seja estabelecida uma rede inteligente mais eficiente, segura, flexível e autônoma.

A estimação de estados precisa e confiável para as redes de baixa tensão é essencial para a operação e controle flexível nas redes inteligentes [2]. Desta forma, através das funcionalidades e medições disponibilizadas pelos medidores inteligentes a EE pode tornar-se viável para sistemas de distribuição.

Em [2] é descrito um estimador de estados baseado nas informações dos MIs. São consideradas medidas de potência ativa e reativa e módulo de tensão em todos os consumidores, ou seja, cada unidade consumidora possui um medidor eletrônico. Os fluxos ativo e reativo, que não são medidos, devem ser obtidos a partir de estudos de fluxo de potência com os dados supracitados. Desta forma, os dados empregados na EE são pseudomedidas de fluxo ativo e reativo e as medidas de tensão dos consumidores.

Pseudomedidas de fluxo de potência são modeladas com menor precisão, enquanto que as medidas de tensão apresentam melhor precisão. O algoritmo programado aplica o método WLS, já descrito neste trabalho.

O sistema teste utilizado pelos autores é uma rede real com 10 alimentadores, 50 nós e 40 consumidores residenciais, além de 21 painéis fotovoltaicos. Nas simulações o sistema é considerado balanceado. O diagrama da rede é apresentado na Figura 5.1.

São consideradas oito medidas de tensão em tempo real e fluxos ativo e reativo em todos os ramos do sistema nas simulações. Além disso, consideram-se dois cenários diferentes de geração para os painéis fotovoltaicos. No primeiro cenário é considerada elevada geração enquanto que no segundo os painéis não geram energia. Tais cenários são típicos de dias de primavera e inverno, respectivamente, na Alemanha.

Os resultados obtidos pelos autores mostram que os erros de magnitude de tensão estimados para os dois cenários diferentes não são significativos, porém o ângulo fica afetado no cenário em que os painéis fotovoltaicos estão fornecendo energia para o sistema, principalmente nas barras em que os painéis estão diretamente ligados à subestação (barras 27 e 28 do diagrama da Figura 5.1). Para melhorar os resulta-



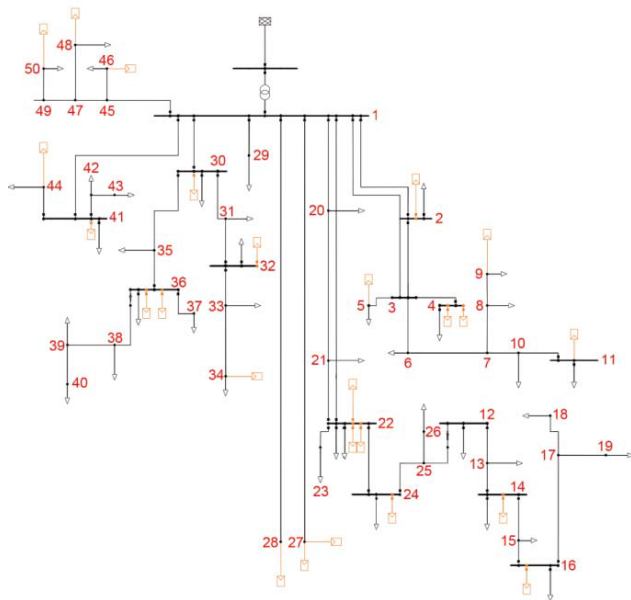


Figura 5.1 – Sistema teste [2].

dos, medidas mais precisas devem ser associadas a estas barras.

### 5.3 Incorporação de Diferentes Classes de Medida na Estimação de Estados

Como citado no Capítulo 4 existem diversas informações que podem ser utilizadas para a estimação de estados. A seguir, é descrita a forma que estes dados podem ser integrados nos estimadores, sendo que, por hora, as informações consideradas incluem apenas as medidas provenientes do sistema SCADA e das PMUs, características dos sistemas de transmissão.

#### 5.3.1 Estimador baseado apenas em medidas fasoriais

O estimador de estados apenas com medidas de magnitude de tensão e ângulo foi vislumbrado ainda nos anos 80 em [66]. Neste

caso,  $\mathbf{h}(\cdot)$  seria linear, não sendo necessário um método iterativo para solucionar o problema de estimação de estados. Consequentemente, se as magnitudes e os ângulos das tensões nas barras forem medidos diretamente, o erro associado à estimação fica restrito aos erros dos medidores [66].

No ano seguinte à publicação do artigo citado no parágrafo anterior, os mesmos autores propuseram a estimação de estados utilizando, além das medidas fasoriais de tensão em todas as barras do sistema, também medidas fasoriais de corrente. No caso da EE apenas com medidas fasoriais e considerando-se algumas hipóteses adicionais sobre o plano de medição, a Matriz Ganho da Equação Normal de Gauss pode tornar-se constante, além de ser real. Isto ocorre por exemplo, para o caso ideal em que todas as barras contêm medidas de tensão e as linhas contemplam medidas de corrente nos dois extremos. Quando não há medida de corrente nos dois extremos de todas as linhas, são adicionadas pseudomedidas em substituição a estas [67].

Ao implementar um estimador de estados apenas com medidas fasoriais, é necessário que a rede seja totalmente observável com relação apenas a este tipo de medida. Contudo, a instalação das PMUs tem ocorrido de forma gradual, sendo atualmente inviável a utilização de um estimador com tais características. Outro fator relevante diz respeito à análise da presença de erro grosseiro. Se for considerado o plano de medição mínimo, ou com poucas medidas fasoriais, não é possível realizar este estudo. Por fim, os estimadores atuais, que utilizam os sistemas SCADA, seriam descartados nesta abordagem, apesar de virem funcionando adequadamente por muito tempo.

Estes argumentos motivam a busca de estratégias de estimação capazes de processar tanto as medidas provenientes das PMUs como as do sistema SCADA. O tratamento das diversas classes de medida pode ser realizado em conjunto, ou seja, todas as classes no mesmo plano de medição, sendo este estimador conhecido como Estimador Híbrido. Ainda, podem ser tratadas separadamente, com um estimador para cada classe de medida. Uma forma para tal consiste em realizar cada uma das estimações e depois aplicar um método para a fusão destas estimativas. Mais detalhes e discussões destas duas formas de integrar os dados são apresentadas em seções posteriores.

### 5.3.2 Estimador em dois estágios

A proposta básica do estimador em dois estágios consiste em manter os estimadores atuais com medidas SCADA e utilizar as medidas fasoriais para, entre outras coisas, aprimorar a precisão dos estados estimados [63, 66, 67]. As medidas provenientes das PMUs podem ser tanto utilizadas para o pós-processamento sendo inseridas como informação *a priori* no segundo estágio, resultado do processamento dos dados no primeiro estágio, ou também no processamento anterior ao estimador convencional baseado no sistema SCADA, como será visto a seguir.

O método proposto em [68] consiste em transformar o resultado da estimação de estados convencional só com medidas SCADA para coordenadas retangulares e então agregar os efeitos das medidas fasoriais via pós-processamento baseado em um estimador linear. Ao final do processo, a saída é apresentada na mesma forma que a do estimador tradicional para que as funções desempenhadas como a visualização dos usuários, análise de contingência, fluxo de potência ótimo, ações corretivas, alarmes, entre outras, não necessitem de alterações.

Em [61], o sistema é dividido entre áreas observáveis apenas com medidas SCADA e outra com as medidas fasoriais. Primeiramente, é realizada a EE na área observável com PMUs, através das MFSSs e de pseudomedidas derivadas do sistema SCADA. O resultado é utilizado para estimar os estados da parte do sistema observável com medidas SCADA, sendo as estimativas originais para as barras de fronteira utilizadas na próxima etapa da estimação.

De acordo com [69] se as medidas das PMUs são confiáveis e precisas, estas podem ser diretamente considerados como estados verdadeiros e a estimação de estados convencional só com medidas SCADA, já implementada nos centros de operação, pode ser resolvida de forma reduzida. Caso não seja possível afirmar que os estados mensurados pelas PMUs são confiáveis e precisos, realiza-se uma EE híbrida nesta ilha observável pelas PMUs com as medidas fasoriais e SCADA, para poder considerar estas como estados verdadeiros e executar a EE reduzida.

Um fator que deve ser levado em conta, tanto no estimador híbrido como na estratégia em dois estágios, é a questão da quantidade de informação obtida pelas PMUs em relação ao sistema SCADA, já que no primeiro a taxa de amostragem é bastante elevada em comparação com o segundo sistema. Na Seção 4.6 é abordado um método para compatibilizar as medidas fasoriais sincronizadas com as medidas SCADA para realizar a estimação de estados.

Outro aspecto que fica claro da revisão destas referências é que, embora a formulação básica do estimador convencional não seja alterada, são necessárias, em alguns casos, modificações para adaptá-lo ao tratamento das medidas fasoriais.

#### **5.4 Estimador Híbrido**

Esta abordagem consiste em utilizar as medidas convencionais e fasoriais no mesmo plano de medição. Desta forma, o vetor  $\mathbf{z}$  compreende tanto as medidas convencionais quanto as MFSs. Portanto, o vetor  $\mathbf{h}(\cdot)$  das funções não lineares é ampliado. Com isso, a matriz Jacobiana deverá ser expandida para incluir as linhas referentes às medidas fasoriais, o que leva também a um aumento nas dimensões da matriz de covariância dos erros de medição.

Encontram-se muitas referências que abordam este tema na literatura. No presente trabalho três delas serão destacadas [62, 70, 71].

Em [62] é apresentada a formulação para inserir as medidas dos fasores de tensão e corrente na estimação de estados convencional. A corrente fasorial é modelada em coordenadas retangulares com parte real e imaginária.

A referência [70] traz a formulação do método híbrido com três formas de incorporar as MFSs no estimador de estados convencional, mostrando como é feita a modificação da matriz Jacobiana para cada um dos casos. O primeiro método trabalha com as magnitudes e ângulos das correntes e tensões diretamente medidas pelas PMUs. O segundo método baseia-se na referência [62], já discutida. Por fim, o terceiro método utiliza pseudomedidas de tensão, sendo que o cálculo destas é realizado através dos fasores de corrente e dos parâmetros da rede.

Em [71] o estimador híbrido apresentado é bastante completo, agregando as medidas fasoriais de tensão e corrente e ainda pseudomedidas de fluxo de potência. Considerando que uma PMU esteja instalada em uma barra do sistema medindo o fasor tensão nesta e o fasor corrente em todos os ramos adjacentes, é possível calcular os fluxos de potência nestes ramos e então as injeções de potência ativa e reativa, na barra a qual está instalada a PMU, podem ser determinadas e tratados como pseudomedidas. Esta referência propõe ainda o uso de medidas virtuais (injeções nulas em barras que não possuem carga nem geração, queda nula de tensão em chaves fechadas e fluxo de potência nulo em chaves abertas) como restrições de igualdade do problema de

otimização, semelhante à referência [65]. Desta forma, o problema se apresenta como:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } J(\hat{\mathbf{x}}) &= [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]^t \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] \\ \text{sujeito a } c(\hat{\mathbf{x}}) &= 0 \end{aligned} \quad (5.1)$$

O estimador híbrido também é referido como *Estimador Centralizado*, pois centraliza as medidas em um único módulo de estimação [52], conforme a Figura 5.2:

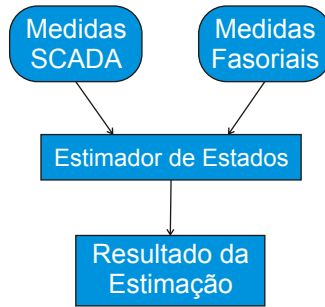


Figura 5.2 – Estimador centralizado.

Para a concepção de um estimador que englobe medidas SCADA e MFS partindo-se da inexistência de um estimador convencional em operação, o estimador híbrido é uma alternativa bastante interessante. Porém, como os centros de operação já possuem estimadores que processam medidas SCADA, seria preciso modificar o algoritmo para que esse método seja implementado.

A alteração do algoritmo existente pode apresentar alguns empecilhos, como falta de informação sobre o algoritmo de estimação e impossibilidade de acesso e/ou modificação do programa corrente. Por outro lado, o desenvolvimento de outro *software* com base no estimador centralizado para substituir o convencional é algo sujeito a questionamentos pelos investimentos feitos e confiabilidade associados a este ao longo do tempo [52]. Para contornar estas limitações surgem os estimadores em dois níveis apresentados na Subseção 5.3.2, sendo uma destas estratégias abrange a aplicação de técnicas de Fusão de Dados descrita na sequência.

## 5.5 Fusão de Dados

As técnicas de fusão de dados para a EE encaixam-se na última estratégia apresentada na Subseção 5.3.2 para a incorporação das medidas fasoriais na estimação de estados, ou seja, os estimadores com medidas SCADA são mantidos e novos módulos de estimação são adicionados para a inclusão de outras classes de medidas no estimador.

De acordo com [72] a fusão de dados para a estimação tem por objetivo determinar qual a melhor forma de fazer uso de informações contidas em diversos conjuntos de dados com o propósito de estimar uma quantidade desconhecida. Tais conjuntos de dados são, geralmente, provenientes de múltiplos sensores. Em se tratando da fusão dos resultados de diversos estimadores de estado, a grandeza não é, necessariamente, desconhecida. Desta forma, a combinação de estimativas obtidas a partir de dados gerados por diversos sensores irá fornecer informações mais confiáveis e precisas dos estados do sistema do que estimativas baseadas em uma única classe de sensores [73].

Os potenciais benefícios da fusão e integração de múltiplos sensores são redundância, complementariedade, agilidade e custo da informação. O tratamento de informações redundantes pode reduzir incertezas e então melhorar a precisão do que está sendo lido no sistema além de fornecer a oportunidade de detectar erros e/ou falhas dos sensores. Por outro lado, informações complementares de múltiplos sensores permitem que sejam determinadas quantidades que seriam impossíveis caso os sensores operassem separadamente. Por fim, informações podem ser obtidas mais rapidamente seja pela velocidade dos sensores ou pelo processamento paralelo [73, 74].

Trazendo o exposto no parágrafo anterior para a aplicação em sistemas de potência, tem-se que as informações redundantes permitem que sejam detectados erros grosseiros no processo de estimação de estados. As informações complementares são utilizadas para que seja obtida a observabilidade de partes não observáveis do sistema elétrico. Adicionalmente, o processamento por algoritmos de fusão fornece a capacidade de extrair os benefícios provenientes da medição fasorial para os estimadores confiáveis e em operação que contemplam apenas medidas SCADA.

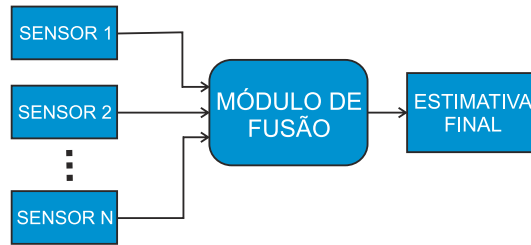
Além da aplicação das técnicas de fusão de múltiplos sensores para a EE nos sistemas elétricos, alguns entre diversos outros empregos são nas áreas de robótica, sistemas biomédicos, monitoramento de equipamentos, sistemas de navegação e reconhecimento automático de alvos. Portanto, assim como as microrredes, estudos nesta direção tem

grande aplicação também no setor militar [73, 74].

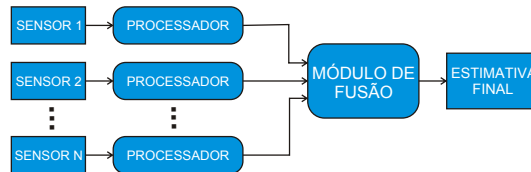
Na próxima seção é apresentada a formulação da fusão de dados para aplicação na estimação de estados em sistemas de potência, possibilitando a extração de benefícios da emergente tecnologia de medição fasorial sincronizada.

### 5.5.1 Arquiteturas para a fusão de dados

Existem duas arquiteturas básicas para a fusão de dados de múltiplos sensores. A primeira estratégia leva o nome de centralizada e a segunda descentralizada, sendo estas as principais. Existe também uma terceira arquitetura híbrida [52, 72, 75, 76]. A Figura 5.3 a seguir ilustra as duas principais estruturas.



(a) Arquitetura centralizada.



(b) Arquitetura descentralizada.

Figura 5.3 – Estratégias de fusão de dados.

Na estratégia centralizada, um processador central recebe diretamente todos os dados medidos dos sensores e os processa de forma conjunta. Os dados devem ser associados de acordo com as observações que são concordantes. A fusão centralizada é, teoricamente, a mais precisa. Porém, esta arquitetura apresenta desvantagens da necessidade de amplo sistema de comunicação para transmissão de dados e boa capacidade de processamento devido à quantidade de dados a

serem processados [75, 76]. Fazendo uma comparação, esta arquitetura é semelhante ao estimador híbrido apresentado na Seção 5.4.

Na arquitetura descentralizada (ou distribuída) a estimação é realizada para cada sensor, gerando um vetor de estados. Por isso, é também conhecida como estimação a nível de sensor. Os resultados da estimação para cada classe de sensores são então agregados mediante a fusão das estimativas, para que seja obtido um resultado conjunto baseado em múltiplos sensores. Porém, a fusão dos vetores de estado não é tão precisa quanto no caso anterior, pois pode haver perda de informação. Por exemplo, os dados originais contêm informação sobre a qualidade do sinal que são aproximadas pelo vetor de estados e sua matriz de covariância associada [75, 76].

Finalmente, a estrutura híbrida é um combinação das expostas anteriormente. Em operação normal, é realizada o processamento como uma arquitetura descentralizada para diminuir o esforço computacional. Por outro lado, caso seja necessária maior precisão das estimativas finais a arquitetura híbrida pode atuar na estratégia centralizada. Contudo, esta ainda tem habilidade para desempenhar as duas estratégias simultaneamente, desde que os sensores permitam. Portanto, esta é a arquitetura com maior flexibilidade de operação [76].

O método de fusão de dados para a EE que é explorado neste trabalho é o apresentado na Figura 5.3(b). Desta forma, cada tipo de medida, seja do sistema SCADA ou de medição fasorial, terá seu estimador (processador) separado, e o resultado para cada estimativa será aglutinado pelo módulo de fusão, o qual fornece a solução final.

### 5.5.2 Formulação matemática do método de fusão descentralizado

Considerando a arquitetura distribuída com um centro de fusão para as estimativas e  $l$  sensores conectados no módulo de fusão, supor que  $\mathbf{x}$  é o vetor a ser estimado com dimensão  $N$ . Então  $\hat{\mathbf{x}}_i$  é o vetor estimado referente ao sensor  $i$ , com  $i = 1, \dots, l$ .

A matriz de covariância dos erros de estimação que relaciona a interação dos  $l$  sensores é dada por:



$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11} & \mathbf{P}_{12} & \cdots & \mathbf{P}_{1l} \\ \vdots & \mathbf{P}_{22} & \cdots & \vdots \\ \vdots & \cdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{P}_{l1} & \cdots & \cdots & \mathbf{P}_{ll} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

sendo,  $\tilde{\mathbf{x}}_i = \mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}_i$  o vetor dos erros de estimação para cada um dos  $l$  sensores, então as submatrizes  $\mathbf{P}_{ij}$ , de dimensão  $(N \times N)$ , são representadas por:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{ij} &= \text{cov}\{\tilde{\mathbf{x}}_i, \tilde{\mathbf{x}}_j\} \\ &= E[(\hat{\mathbf{x}}_i - \mathbf{x})(\hat{\mathbf{x}}_j - \mathbf{x})^t] \end{aligned} \quad (5.3)$$

a Equação (5.3) apresenta a matriz de covariância que relaciona os erros de estimação do  $i$ -ésimo com  $j$ -ésimo sensor.

Tomando os resultados das estimativas locais para os  $l$  sensores, deseja-se obter uma fusão ótima destes resultados. O método proposto para solucionar este problema é denominado de *Best Linear Unbiased Estimation* (BLUE). Outros nomes que podem ser encontrados na literatura são *Linear Unbiased Least Mean-Square* (LUMS), *Linear Minimum Mean-Square Error* (LMMSE) ou *Linear Unbiased Minimum Variance* (LUMV) [72, 75].

Para a fusão destas  $l$  estimativas, a solução do estimador não-polarizado de menor erro médio quadrado é a soma ponderada de cada estimativa pelo peso adequado [75], ou seja:

$$\hat{\mathbf{x}}^* = \mathbf{W}_1^t \hat{\mathbf{x}}_1 + \dots + \mathbf{W}_l^t \hat{\mathbf{x}}_l \triangleq \mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}} \quad (5.4)$$

onde,  $\hat{\mathbf{x}} = [\hat{\mathbf{x}}_1, \dots, \hat{\mathbf{x}}_l]^t$  e  $\mathbf{W} = [\mathbf{W}_1^t, \dots, \mathbf{W}_l^t]^t$ . Desta forma  $\hat{\mathbf{x}}^*$  é a estimativa ótima dos estados após a fusão de todas as estimativas dos sensores e as matrizes  $\mathbf{W}$  são os fatores de ponderação.

O problema de otimização a ser solucionado para obter estas matrizes de ponderação é o seguinte [68, 72, 75]:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{W}} E[(\mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x})(\mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x})^t] \\ \text{s.a. } \mathbf{A}\mathbf{W} = \mathbf{I} \end{aligned} \quad (5.5)$$

em que,  $\mathbf{A} = [\mathbf{I} \ \mathbf{I} \ \dots \ \mathbf{I}]$  e  $\mathbf{I}$  possui dimensão  $N \times N$ . O problema mostrado em (5.5), que aplica o método BLUE, busca minimizar a covariância do erro de estimação  $(\hat{\mathbf{x}}^* - \mathbf{x})$  [52].

Para o caso em que a matriz de covariância  $\mathbf{P}$  for não singular,

o problema (5.5) possui solução única, e a matriz de ponderação  $\mathbf{W}$  pode ser expressa como [68]:

$$\mathbf{W} = \mathbf{P}^{-1} \mathbf{A}^t (\mathbf{A} \mathbf{P}^{-1} \mathbf{A}^t)^{-1} \quad (5.6)$$

todos os termos da equação (5.6) foram previamente definidos.

### 5.5.3 Condições de otimalidade para a fusão descentralizada

Como comentado anteriormente, a arquitetura centralizada é a que apresenta melhor desempenho com relação à estimativa final para a fusão de dados de múltiplos sensores. Contudo, para que esta estratégia seja adotada, é necessário que sejam modificados os estimadores de estados que existem nos centros de operação atualmente, algo que é inviável, como previamente mencionado.

Porém, as referências [54, 77] destacam que existe a possibilidade de serem obtidos os mesmos resultados para as duas estratégias de fusão de dados, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

- Os erros entre as diferentes classes de medidas, ou seja, entre os diferentes sensores, sejam não-correlacionados e;
- As Jacobianas para cada classe de medida apresente posto-coluna completo.

A primeira condição especificada exige que os canais de comunicação utilizados pelos sistema SCADA e medição fasorial sejam distintos, enquanto que a segunda condição requer que o sistema seja observável para cada uma das classes de medidas tratadas pela estimação de estados.

## 5.6 Considerações sobre os Planos de Medição utilizados nesta Dissertação

Este trabalho de mestrado busca integrar os recursos de medição presentes atualmente nos sistemas de distribuição e a eles adicionar as novas informações encontradas em microrredes, viabilizando a estimação de estados nestas MRs.

Partindo-se do pressuposto de que, assim como nos alimentadores do sistema de distribuição, usualmente existem algumas medidas do sistema SCADA, similarmente estas também podem ocorrer nas

MRs, e considerando as novas fontes de dados para a EE provenientes dos medidores inteligentes e das unidades de medição fasorial, este trabalho busca realizar a integração destas diferentes classes de medida. O objetivo é melhorar o desempenho da estimação de estados, possibilitando que o estimador forneça informações confiáveis para os operadores, dotando-os assim de melhores condições para a operação de seus sistemas, em um cenário de maior complexidade operativa devido à presença das microrredes, como previamente discutido.

Considerando o que está exposto nos dois parágrafos anteriores e levando em conta o que é apresentado nos Capítulos 4 e 5, este trabalho considera a aplicação de duas concepções de estimador, a saber: (a) estimador híbrido, e (b) estimador com base no método da fusão de estimativas. Ambos visam integrar as informações do sistema SCADA, medidas fasoriais sincronizadas e os dados dos medidores inteligentes os quais, além de fornecer informações em tempo real, tornam possível a obtenção de pseudomedidas para aperfeiçoar e viabilizar a EE nas microrredes.

Considera-se que a única classe de medida com relação à qual a MR consegue ser observável é a formada por pseudomedidas. Estas são geradas a partir das informações dos medidores inteligentes, considerados presentes em todos os consumidores. A leitura destes medidores é realizada em determinados intervalos de tempo, normalmente, em períodos de 15 ou 60 minutos. Portanto, pseudomedidas podem ser fornecidas através destes dados atribuindo elevada incerteza para as previsões de carga. Contudo, alguns dos MIs instalados nas unidades consumidoras das MRs podem disponibilizar informações em tempo real para aprimorar os resultados da estimação de estados. Basicamente, esta proposta coincide com o que é apresentado em [2].

Integrando estas informações dos MIs com as medidas do sistema SCADA e das PMUs, os resultados fornecidos pelo estimador tendem a melhorar significativamente. Quando utilizada a estratégia de fusão, os dados de magnitude de tensão dos medidores eletrônicos programados para fornecer medidas em tempo real são tratados juntamente com os dados do sistema SCADA, ou seja, no mesmo módulo. O tempo de leitura destes dispositivos eletrônicos pode ser ajustado, facilitando esta integração.

Outra possível forma seria integrar um módulo adicional correspondente às informações dos MIs no estimador baseado na fusão das estimativas. Esta opção não foi adotada com o intuito de não aumentar o número de módulos, visando a manutenção da rapidez na solução computacional do problema de EE.

Alguns medidores inteligentes são capazes de mensurar outras grandezas além do módulo da tensão e demanda dos consumidores. Entretanto, tais informações adicionais não são aqui consideradas pelo fato de que os MIs não se encontram padronizados quanto às demais medições que disponibilizam. Por outro lado, isto ocorre para as medidas supracitadas, as quais todos os medidores eletrônicos devem incluir.

A seguir são feitas algumas considerações a respeito do estimador híbrido desenvolvido e é apresentado o desenvolvimento do estimador baseado na teoria de fusão para o caso particular de 3 classes de sensores. Ambos serão utilizados para gerar os resultados posteriormente mostrados e analisados no capítulo seguinte. A fusão de 3 classes de sensores irá contemplar as pseudomedidas, as medidas fasoriais e os dados SCADA adicionados às informações de módulo de tensão dos medidores inteligentes, conforme discutido anteriormente.

### **5.6.1 Estimador híbrido**

Os resultados fornecidos pelo estimador híbrido são utilizados como referência para comparação com os resultados do estimador baseado nos métodos de fusão. Como as redes de distribuição convencionais usualmente não dispõem de estimadores de estados, o estimador híbrido para estas redes poderia ser implementado na prática mais facilmente do que em redes de transmissão já que estas, sendo dotadas de aplicativos de estimação de estados, oferecem mais resistências à introdução de alterações em algoritmos existentes.

Nesta dissertação, o estimador apresentado em [51] é utilizado, pois considera a inclusão das medidas fasoriais. As informações em tempo real de módulo de tensão dos medidores eletrônicos são também incorporadas ao estimador híbrido. Ou seja, é adicionada na formulação de [51] uma nova linha na matriz Jacobiana para contemplar as magnitudes de tensão dos medidores inteligentes, destacada em 5.7. Modificações devem ser feitas também na matriz de variância das medidas  $\mathbf{R}$ .

A matriz Jacobiana completa, descrita por [51] fica da seguinte forma:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_{pmu}}{\partial \theta} & 0 \\ 0 & \frac{\partial V_{pmu}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_{SCADA}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial \mathbf{V}_{MI}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial t}{\partial \delta} & \frac{\partial t}{\partial V} \\ \frac{\partial u}{\partial \delta} & \frac{\partial u}{\partial V} \\ \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \\ \frac{\partial |I|^2}{\partial \delta} & \frac{\partial |I|^2}{\partial V} \\ \frac{\partial E}{\partial \delta} & \frac{\partial E}{\partial V} \\ \frac{\partial F}{\partial \delta} & \frac{\partial F}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

A matriz Jacobiana (5.7) é composta pelas derivadas das funções não lineares das quantidades medidas com relação às variáveis de estado. As linhas da matriz são as derivadas das seguintes equações:

1. Ângulos das tensões medidos pelas unidades de medição fasorial;
2. Magnitudes das tensões medidas pelas unidades de medição fasorial;
3. Magnitudes das tensões medidas pelo sistema SCADA;
4. Magnitudes das tensões medidas pelos medidores inteligentes;
5. Fluxos de potência ativa medidos pelo sistema SCADA;
6. Fluxos de potência reativa medidos pelo sistema SCADA;

7. Injeções de potência ativa medidas pelo sistema SCADA;
8. Injeções de potência reativa medidas pelo sistema SCADA;
9. Magnitudes das correntes medidas pelo sistema SCADA;
10. Componentes reais das correntes medidas pelas PMUs;
11. Componentes imaginárias das correntes medidas pelas PMUs.

Neste trabalho, as medidas de magnitudes de tensão provenientes dos MIs são alocadas na linha 4 da matriz. Ainda, as medidas de magnitudes de corrente do sistema SCADA não são utilizadas devido seu incomum uso. Estendendo a Figura 5.2 para englobar as informações dos medidores inteligentes e das pseudomedidas como apresentado nesta seção, a solução da estimação da estados é realizada da seguinte forma:

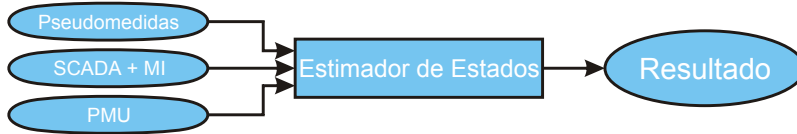


Figura 5.4 – Estimador híbrido compreendendo todas as informações utilizadas neste trabalho.

Portanto, o Estimador Híbrido recebe todos os dados em um único módulo e os processa conjuntamente fornecendo a solução final da EE.

### 5.6.2 Desenvolvimento dos módulos de fusão

A equação básica do método de fusão, (5.6), é aqui reproduzida por conveniência:

$$\mathbf{W} = \mathbf{P}^{-1} \mathbf{A}^t (\mathbf{A} \mathbf{P}^{-1} \mathbf{A}^t)^{-1}$$

Considerando-se as três classes de medida supracitadas, tem-se que  $l = 3$ , ou seja, existem três estimativas a serem submetidas ao processo de fusão, que são denotadas por  $\hat{\mathbf{x}}_1$ ,  $\hat{\mathbf{x}}_2$  e  $\hat{\mathbf{x}}_3$ , em que os subíndices representam os seguintes dados: (1) Pseudomedidas, (2) SCADA mais MIs, e (3) PMUs. Ainda, se os erros entre elas forem não-correlacionados, ou

seja, supondo-se que os processos de estimação são tratados de forma independente, as submatrizes  $\mathbf{P}_{ij}$  de (5.2) para  $i \neq j$  são nulas. Desta forma:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11} & & \\ & \mathbf{P}_{22} & \\ & & \mathbf{P}_{33} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

as submatrizes restantes em  $\mathbf{P}$  são as matrizes de covariância dos erros de estimação para cada uma das classes de sensores. Portanto, separando (5.6) em dois termos para facilitar os cálculos, com  $\mathbf{P}^{-1} =$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} & & \\ & \mathbf{P}_{22}^{-1} & \\ & & \mathbf{P}_{33}^{-1} \end{bmatrix} \text{ e } \mathbf{A} = [\mathbf{I} \ \mathbf{I} \ \mathbf{I}], \text{ têm-se:}$$

$$\mathbf{P}^{-1} \mathbf{A}^t = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} & & \\ & \mathbf{P}_{22}^{-1} & \\ & & \mathbf{P}_{33}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} \\ \mathbf{P}_{22}^{-1} \\ \mathbf{P}_{33}^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

e,

$$\mathbf{A} \mathbf{P}^{-1} \mathbf{A}^t = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{I} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} & & \\ & \mathbf{P}_{22}^{-1} & \\ & & \mathbf{P}_{33}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I} \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} = \mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1} + \mathbf{P}_{33}^{-1} \quad (5.10)$$

desta forma, a matriz de pesos  $\mathbf{W}$  pode ser obtida da seguinte expressão:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} \\ \mathbf{P}_{22}^{-1} \\ \mathbf{P}_{33}^{-1} \end{bmatrix} (\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1} + \mathbf{P}_{33}^{-1})^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1}(\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1} + \mathbf{P}_{33}^{-1})^{-1} \\ \mathbf{P}_{22}^{-1}(\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1} + \mathbf{P}_{33}^{-1})^{-1} \\ \mathbf{P}_{33}^{-1}(\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1} + \mathbf{P}_{33}^{-1})^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

O vetor final das estimativas fornecido pela equação (5.4), novamente com intuito de facilitar a leitura, é reproduzido a seguir:

$$\hat{\mathbf{x}}^* = \mathbf{W}_1^t \hat{\mathbf{x}}_1 + \dots + \mathbf{W}_l^t \hat{\mathbf{x}}_l \triangleq \mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}}$$

Realizando a substituição de (5.11) na equação (5.4), têm-se:

$$\hat{\mathbf{x}}^* = (\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1} + \mathbf{P}_{33}^{-1})^{-1} \sum_{i=1}^3 \mathbf{P}_{ii}^{-1} \hat{\mathbf{x}}_i \quad (5.12)$$

Portanto, a resolução da equação (5.12) fornece a fusão ótima para as estimativas de três sensores com base no método BLUE, que não requer um método iterativo para obter a solução final.

De acordo com [48] a matriz de covariância dos erros de estimação é igual ao inverso da matriz-ganho vista anteriormente. Considerando-se separadamente cada um dos estimadores, vêm:

$$\mathbf{P}_{11} = \mathbf{G}_{11}^{-1} \quad \mathbf{P}_{22} = \mathbf{G}_{22}^{-1} \quad \mathbf{P}_{33} = \mathbf{G}_{33}^{-1} \quad (5.13)$$

Desenvolvendo a equação (5.12) e substituindo conforme apresentado em (5.13), têm-se:

$$\begin{aligned} \hat{\mathbf{x}}^* &= (\mathbf{G}_{11} + \mathbf{G}_{22} + \mathbf{G}_{33})^{-1} \mathbf{G}_{11} \hat{\mathbf{x}}_1 + (\mathbf{G}_{11} + \mathbf{G}_{22} + \mathbf{G}_{33})^{-1} \mathbf{G}_{22} \hat{\mathbf{x}}_2 + \\ &+ (\mathbf{G}_{11} + \mathbf{G}_{22} + \mathbf{G}_{33})^{-1} \mathbf{G}_{33} \hat{\mathbf{x}}_3 \end{aligned} \quad (5.14)$$

Comparando-se as equações (5.4) com (5.14), conclui-se que as matrizes de ponderação  $\mathbf{W}$  dependem do inverso da soma das matrizes ganho de todos os três estimadores (fator este que é comum às três classes de medidas) multiplicada pela matriz-ganho do próprio estimador. Ou seja, quem realmente faz diferença no peso de cada um dos vetores estimados é a matriz-ganho do próprio estimador, ou o inverso da matriz de covariância dos erros de estimação.

Portanto, a representação da fusão das estimativas de acordo com o apresentado pode ser ilustrada conforme a Figura 5.5. Destaca-se a necessidade de inserção junto aos estimadores com base nas informações dos sistemas SCADA mais os MIs e das unidades de medição fasorial as informações *a priori*.

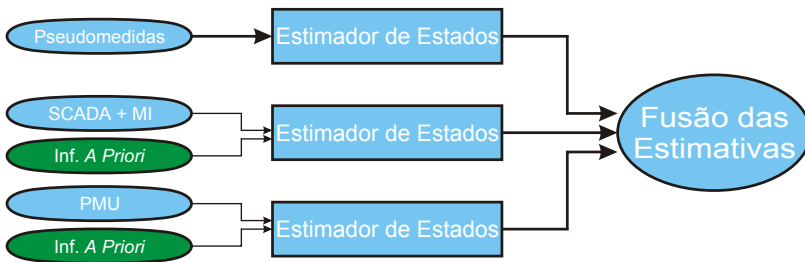


Figura 5.5 – Fusão das estimativas compreendendo todas as informações utilizadas neste trabalho.



Uma questão importante a ser tratada neste momento diz respeito à observabilidade da rede para a aplicação do método da fusão. Sabe-se que, a única classe de medidas em relação à qual uma microrrede pode hoje ser considerada observável é a formada pelas pseudo-medidas. Uma forma de contornar o problema de observabilidade para as outras classes consiste no uso de informações *a priori* [52, 56].

Na ausência de valores mais confiáveis, pode-se utilizar os valores de  $1 \text{ pu } \angle 0 \text{ rad}$  para as tensões complexas nas barras não observáveis, desde que as variâncias associadas, a estas informações sejam elevadas, para refletir a incerteza a elas associada. Fazendo isto, é garantido que este valor seja filtrado ao realizar a fusão das estimativas, pois lhe será atribuído um peso proporcional ao inverso deste valor de variância. Ou seja, elevadas variâncias implicam em baixos pesos no processo da fusão, como pode ser visto pelo desenvolvimento do método de fusão. É importante também observar que as informações *a priori* supracitadas devem obedecer requisitos de criticidade [52, 56].

## 5.7 Conclusão

Neste capítulo apresenta-se um breve histórico dos métodos desenvolvidos até esta data para a estimação de estados em microrredes. Alguns autores utilizam-se da teoria de probabilidade e estatística para contornar o problema da falta de informação em tempo real para viabilizar a EE. Porém, no presente trabalho opta-se pelo caminho convencional através da utilização de informações coletadas com diferentes medidores, visto que é necessário que os operadores tenham total visibilidade para o controle e operação das redes inteligentes do futuro e, desta forma, suas funcionalidades sejam totalmente exploradas.

Como a instalação de sensores e equipamentos de medição é vista como fundamental para a operação de microrredes, as informações colhidas por estes podem ser aproveitadas para a estimação de estados, cujos resultados são também altamente relevantes para avaliar em tempo real as condições operativas. Cada vez mais as redes de distribuição tendem a assemelhar-se aos sistemas de transmissão, no sentido da inserção de geração distribuída e topologia malhada, ao invés da estrutura radial que é encontrada atualmente.

Para a estimação de estados em microrredes, propõe-se a utilização de um estimador híbrido para avaliar a viabilidade da arquitetura de estimação baseada em técnicas de fusão de dados, esta destinada à integração das diversas informações dos equipamentos de medição ca-

racterizados como classes distintas de sensores. A proposta da dissertação é integrar os dados dos medidores inteligentes, sistemas SCADA e de medição fasorial conforme exposto neste capítulo.

## 6 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

### 6.1 Introdução

Este capítulo descreve e apresenta os resultados obtidos nas simulações para a presente dissertação. As ferramentas utilizadas para a obtenção dos resultados são apresentadas e explicadas, ou seja, o sistema-teste, a curva de carga simulada e o aplicativo de fluxo de potência utilizado.

Com relação às simulações, primeiramente é ilustrada a função que as baterias podem desempenhar em microrredes isoladas, utilizando sua energia armazenada para corrigir desvios de frequência e contribuir com a operação das fontes de energia intermitente. Buscou-se simular a intermitência da geração visando analisar o que pode ser encontrado em uma situação real de operação do sistema.

Em se tratando da estimação de estados, inicialmente são expostos os indicadores adotados para avaliar os resultados encontrados, para em seguida ser descrito o plano de medição utilizado e feitas as devidas considerações sobre cada uma das classes de medida consideradas.

Os resultados da EE são avaliados através de simulações realizadas com os estimadores híbrido e baseado nas técnicas de fusão de dados. Comparações entre estes estimadores são realizadas a fim de comprovar os resultados teóricos esperados e avaliar a viabilidade do estimador baseado nas técnicas de fusão para a proposta da dissertação.

### 6.2 Sistema-Teste

O sistema-teste utilizado neste capítulo foi adaptado da rede de distribuição de 400 V (baixa tensão) apresentada em [3], reproduzida na Figura 6.1. Esta é uma rede real existente em Portugal porém, para adequá-la aos objetivos deste trabalho, foram adicionados banco de baterias e fontes de geração distribuída ao longo dos alimentadores. A rede apresenta 37 barras e 36 ramos, com 10 bancos de baterias e 14 geradores, sendo que 10 destes geradores são não despacháveis, representando fontes de geração intermitente (painéis fotovoltaicos e aerogeradores) e 4 unidades despacháveis. O sistema conta também com 33 unidades consumidoras (cargas), das quais 19 são consideradas controláveis e as demais não podem sofrer ações de controle por parte dos operadores do sistema. Na Figura 6.1, as cargas controláveis são

indicadas pela inscrição LC abaixo destas, enquanto que os geradores despacháveis possuem a inscrição GC junto a eles.

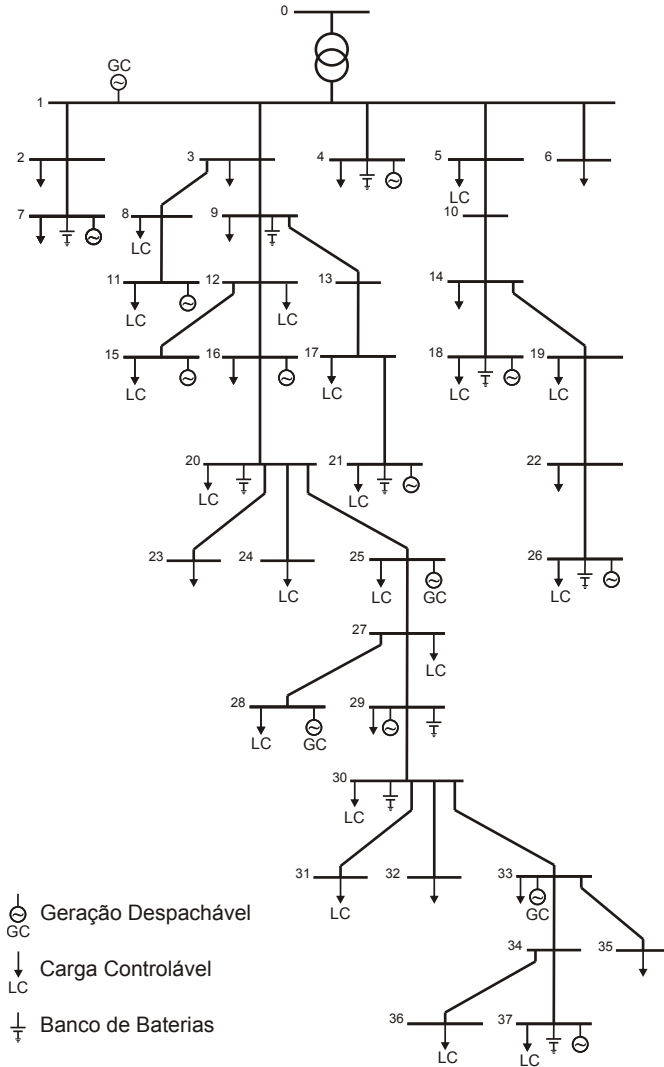


Figura 6.1 – Sistema teste adaptado de [3].

Como visto no Capítulo 3, a capacidade de energia armazenada nas baterias é inversamente dependente do valor da corrente de

carga/descarga. Por exemplo, para elevada corrente de descarga as baterias possuem energia para pouco tempo de operação, o contrário ocorrendo para baixas correntes. Desta forma, o dimensionamento dos bancos de baterias deve contemplar baixas correntes de descarga. Por outro lado, conforme o número de baterias cresce o valor agregado para a implementação do sistema de armazenamento de energia pode tornar-se muito elevado. Portanto, é necessário manter boa relação entre estas duas características. Através de estudos com o sistema-teste foi verificado que para bancos de baterias formados por 10 células de 63,25 Ah quando submetidas a correntes de 3 A são obtidos resultados bastante satisfatórios, como apresentado na sequência do trabalho.

A curva de carga do sistema, com discretização horária, é apresentada na Figura 6.2:

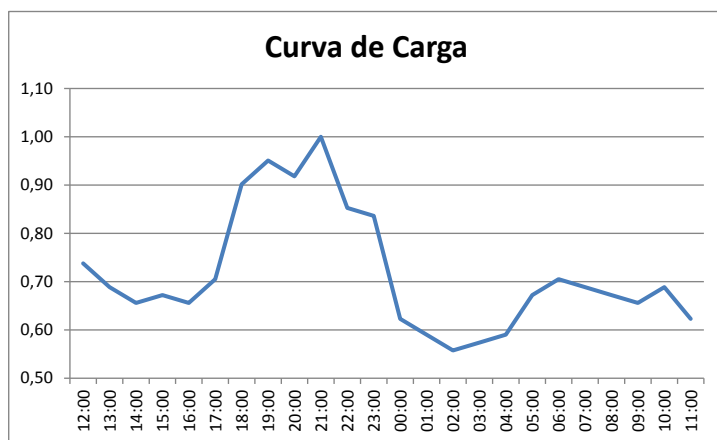


Figura 6.2 – Curva de carga típica residencial.

### 6.3 Descrição do Aplicativo de Fluxo de Potência para Microrredes

Em [47] foi desenvolvido um método de fluxo de potência para considerar a operação isolada de microrredes sem a necessidade da uti-

lização de uma barra de folga (*slack bus*). O desbalanço de potência resultante da desconexão entre a microrrede e a rede principal deve ser suprido pelas microfones com capacidade de regulação de potência presentes na microrrede. De acordo com a filosofia *Multi-Master Operation* cabe às microfones das MRs a responsabilidade de regular a tensão e dividir a desbalanço de carga resultado do processo de desconexão da rede principal [23, 47].

Com base na filosofia *Multi-Master Operation* existem três possíveis estratégias de controle [23]:

- Controle em modo PQ (Tipo 0): os controladores das microfones operam fornecendo potência ativa e reativa de acordo com valores de referência pré-especificados;
- Controle baseado em características de estatismo  $P - f$  e  $Q - V$  (Tipo 1): neste caso, os controladores das microfones tem seus níveis de injeção de potência ativa e reativa ajustados de acordo com o desvio de frequência e de tensão no ponto de conexão da microfonte com a rede, respectivamente (Figuras 6.3 e 6.4);
- Controle baseado em características de estatismo  $P - f$  e regulação de tensão (Tipo 2): os controladores das microfones tem seu nível de injeção ativa ajustado de acordo com o desvio de frequência, seguindo uma característica de estatismo  $P - f$  convencional. Por outro lado, a injeção de potência reativa é ajustada de forma a manter a tensão terminal da microfonte em um valor pré-especificado.

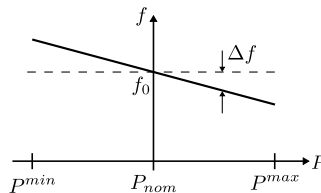


Figura 6.3 – Característica de estatismo potência ativa-frequência [23].

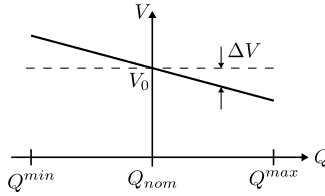


Figura 6.4 – Característica de estatismo potência reativa-tensão [23].

Neste trabalho, são considerados os controladores do Tipo 1 e 2 para os quatro geradores despacháveis do sistema-teste. As expressões matemáticas (6.1) e (6.2) definem as características de estatismo  $P - f$  e  $Q - V$  como mostram as Figuras 6.3 e 6.4 para os controladores do Tipo 1, respectivamente.

$$P_{ref} = -K_{\omega}(\omega - \omega_0) + P_0 \quad (6.1)$$

$$Q_{ref} = -K_V(V - V_0) + Q_0 \quad (6.2)$$

onde  $P_{ref}$  e  $Q_{ref}$  são as referências de potência ativa e reativa,  $K_{\omega}$  e  $K_V$  são as características de estatismo  $P - f$  e  $Q - V$ , respectivamente.  $P_0$  e  $Q_0$  são as potências ativa e reativa inicial, bem como  $\omega$  ( $\omega_0$ ) e  $V$  ( $V_0$ ) são a frequência da rede (frequência inicial) e tensão da barra (tensão inicial), respectivamente.

Para os controladores do Tipo 2 a expressão matemática do controle da frequência é a mesma do controlador do Tipo 1, ou seja, (6.1). Por outro lado, a injeção de potência reativa é controlada de forma a manter a tensão terminal da barra na qual a microfonte está conectada em um nível pré-determinado.

Portanto, no método apresentado em [47] as características de regime permanente das máquinas devem ser consideradas para que, quando ocorrer uma variação de carga, as unidades geradoras despacháveis assumam tal variação. Desta forma, ao assumir uma variação de carga as unidades geradoras irão contemplar certo desvio de frequência.

Uma das possíveis soluções para lidar com os desvios de frequência frente às variações de carga com a rede isolada é o emprego de bancos de baterias, para que não seja necessário retirar energia das massas girantes, e assim manter a frequência no seu valor nominal.

As simulações a serem apresentadas a seguir mostram os valores da frequência caso as unidades despacháveis sejam utilizadas para

assumir variações de carga. Revelam também como ocorre a evolução da carga nas baterias quando estas assumem as variações de carga da microrrede.

A divisão da carga assumida pelas baterias poderia levar em conta características que são proporcionais às capacidades dos bancos de baterias, da mesma forma que é feito para as microfones da MR, mas esta consideração não foi necessária devido à igualdade nas capacidades dos bancos de baterias.

Os resultados dos fluxos de potência em modo conectado e isolado estão representados na Tabela 6.1. Para a operação da microrrede isolada as unidades de geração despacháveis assumem a carga fornecida pela rede principal na operação interconectada da MR.

Tabela 6.1 – Resultado do fluxo de potência em modo conectado e isolado.

Microrrede Conectada			Microrrede Isolada	
Barra	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
0	54,8	13,4	xxx	xxx
1	50	2,5	84,31	20,8
4	5	0	5	0
7	20	0	20	0
11	5	0	5	0
15	5	0	5	0
16	5	0	5	0
18	5	0	5	0
21	20	0	20	0
25	25	5	31,86	3,21
26	5	0	5	0
28	25	5	31,86	3,21
29	20	0	20	0
33	25	5	31,86	3,21
37	5	0	5	0
<b>Total</b>	<b>274,8</b>	<b>30,9</b>	<b>274,89</b>	<b>30,43</b>

A carga do sistema em ambas as situações é de 273,7 kW e 30,3 kVAr. Com a MR conectada ao sistema principal as potências ativa e reativa fornecidas pela rede de média tensão são respectivamente de 54,8 kW e 13,4 kVAr. Quando a microrrede passa para operação em modo isolado, as fontes despacháveis assumem a geração da rede, como é possível notar nas barras 1, 25, 27 e 34, que são as barras em que estão instaladas as unidades geradoras despacháveis. A unidade geradora na barra 1 assume 5 vezes mais carga que as outras três unidades. Sem a participação de componentes armazenadores de energia e, com a MR isolada para os valores de carga apresentados a frequência atingiu 59,18 Hz.

Nas simulações apresentadas na sequência, nas quais é utilizada energia dos sistemas armazenadores para as correções dos desvios de



frequência, é necessário que seja executado um fluxo de potência para cada um dos carregamentos horários da Figura 6.2.

## 6.4 Fluxo de Potência Considerando a Presença de Baterias

Para que as baterias tenham flexibilidade de operação no sentido de absorver ou fornecer energia para corrigir os desvios de frequência, sua operação usual consiste em mantê-las parcialmente descarregadas. Desta forma, caso a frequência do sistema, quando a microrrede passa do modo conectado para o modo isolado, fique acima de 60 Hz, as baterias devem absorver energia para corrigir o desvio de frequência, enquanto que para o caso em que a frequência do sistema encontre-se abaixo de 60 Hz, devem fornecer energia para as cargas.

Ao aplicar a curva de carga da Figura 6.2 para diferentes níveis de energia armazenada nas baterias, torna possível a análise do comportamento do sistema. Considera-se neste trabalho que, durante certo período do dia, as fontes intermitentes de energia reduzem sua geração. Busca-se com isso simular a intermitência destas fontes de geração de energia. A seguir são apresentados os resultados para as simulações realizadas na presença de baterias conectadas à microrrede.

A estratégia adotada para a correção da frequência com a energia presente nas baterias consiste das seguintes ações:

- **Frequência superior a 60,5 Hz:** Armazenar energia nas baterias enquanto estas não se encontrem totalmente carregadas (caso isto aconteça seria necessário adotar uma estratégia de aumento de carga para retornar a frequência para seu valor nominal).
- **Frequência inferior a 59,5 Hz:** De forma contrária, deve-se fornecer energia das baterias até que estas estejam totalmente descarregadas para a correção dos desvios de frequência. Se as baterias estiverem sem energia armazenada suficiente, serão necessárias ações no sentido de diminuir as cargas para corrigir o desvio de frequência.
- **Frequência entre 59,5 e 60,5 Hz:** Caso as baterias tenham disponibilidade para corrigir desvios inferiores a 0,5 Hz, esta estratégia é adotada. Em caso contrário, considera-se aceitável este pequeno desvio do valor nominal visto que o sistema encontra-se operando em modo isolado.

### 6.4.1 Simulações sem levar em conta a intermitência

Antes da apresentação das simulações para a microrrede com as baterias, é mostrado na Figura 6.5 o comportamento da frequência de acordo com a estratégia de correção dos desvios de frequência, como descrito anteriormente, sem a presença das baterias. Neste caso, só haverá correção se os desvios de frequência forem superiores a 0,5 Hz, pois envolve alteração da carga do sistema.

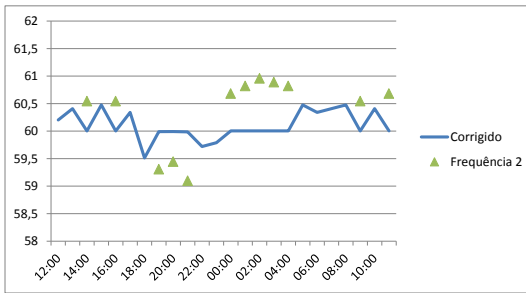


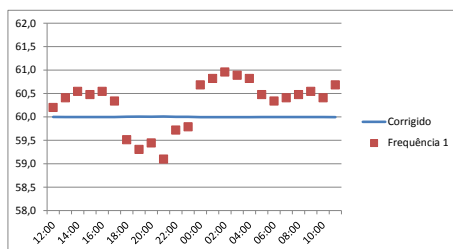
Figura 6.5 – Correção da frequência sem baterias.

A Figura 6.5 possibilita notar que em 12 dos 24 períodos, representados pelos triângulos em verde, é necessário o controle de carga no sentido de corrigir os desvios de frequência. Os valores representados pelos triângulos são os resultados para a frequência do sistema sem a intervenção da estratégia adotada para correção dos desvios. A menor frequência observada situa-se próxima a 59 Hz às 21 horas e o maior valor fica em torno de 61 Hz às 2 horas, isto caso nenhuma medida fosse tomada para corrigir estes desvios.

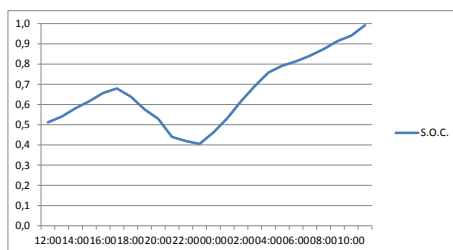
Nas próximas simulações são abordados três estados diferentes de carregamento nas baterias, 30, 50 e 80%. A operação usual consiste em carga parcial de 50%, mas podem ocorrer diferentes níveis de carregamento, devido a algum isolamento prévio que tenha alterado o carregamento das baterias, ou ainda devido ao planejamento da operação ao longo das próximas horas.

Nos gráficos das Figuras 6.6(a), 6.7(a) e 6.8(a) os quadrados em vermelho implicam que as correções dos desvios de frequência são realizadas através das baterias, enquanto que os triângulos em verde indicam que houve atuação sobre a carga do sistema. Já os gráficos das Figuras 6.6(b), 6.7(b) e 6.8(b) mostram a evolução da carga armazenada

nas baterias.



(a) Evolução da frequência.



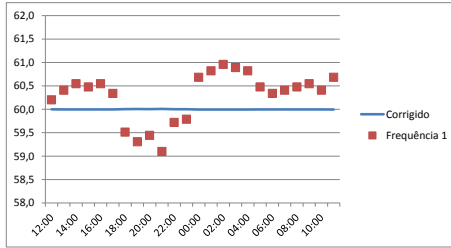
(b) Evolução do SOC.

Figura 6.6 – SOC inicial de 50%.

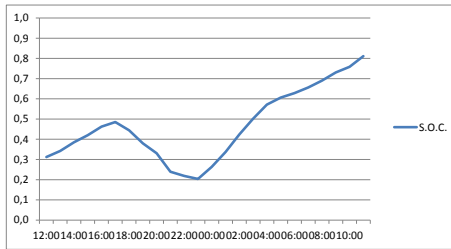
A Figura 6.6 ilustra o caso de carregamento inicial igual a 50% da carga nas baterias. Nota-se que apenas com a energia fornecida pelas baterias é possível a correção dos desvios de frequência do sistema, e mesmo assim ao final do período as baterias estão quase que completamente carregadas. O nível mais baixo de carregamento acontece por volta das 23 horas, quando atinge pouco mais de 40%. Vale ressaltar que os pontos acima da linha de frequência corrigida implicam que as baterias estão armazenando energia e abaixo desta linha as baterias estão fornecendo energia. Isto pode ser comprovado pela variação do SOC no gráfico 6.6(b).

Para o SOC inicial de 30% mostrado na Figura 6.7 também é possível, apenas com as baterias, fazer com que a frequência do sistema fique em 60 Hz. Os níveis mínimo e máximo ocorrem às 23 e 11 horas, sendo de aproximadamente 20 e 80%, respectivamente.

Por outro lado, para a carga inicial em 80% verificam-se algumas diferenças com relação aos dois casos anteriores. Conforme mostrado na Figura 6.8, a partir das 4 horas as baterias atingem seu carregamento máximo, não conseguindo contribuir para a correção da frequência.



(a) Evolução da frequência.



(b) Evolução do SOC.

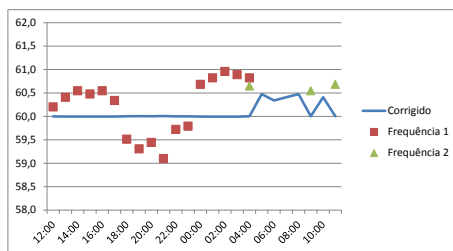
Figura 6.7 – SOC inicial de 30%.

Nesta mesma hora, resta aproximadamente 1,5% para que a bateria atinja o carregamento total. Com esta quantidade de energia não é possível trazer a frequência, que era de 60,82 Hz, para a faixa aceitável, já que ao armazenar o restante da energia a frequência ainda permanece em 60,65 Hz. Há portanto a necessidade de atuação sobre a carga do sistema no sentido de aumentá-la para que a frequência atinja o valor nominal de 60 Hz. Nas 3 horas seguintes a frequência não passa de 60,5 Hz, não sendo necessária nenhuma alteração na carga. O mesmo ocorre às 10 horas. Por outro lado, às 9 e 11 horas a frequência ultrapassa o limite de 60,5 Hz e a carga tem que ser alterada para corrigir este desvio.

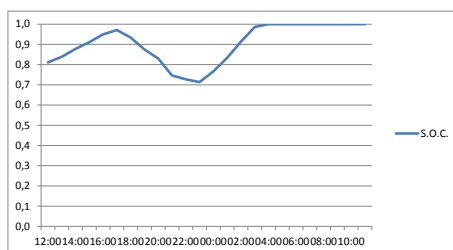
#### 6.4.2 Simulações levando em conta a intermitência

De forma semelhante à Figura 6.5, a Figura 6.9 ilustra o comportamento da frequência do sistema sem a presença de baterias, porém com a intermitência das fontes de geração sendo considerada.

Considera-se que a partir das 18 horas até às 6 horas a geração de



(a) Evolução da frequência.



(b) Evolução do SOC.

Figura 6.8 – SOC inicial de 80%.

fontes sujeitas a intermitência é reduzida para 50%. Esta redução é devido à ausência de luz solar e consequentemente de geração fotovoltaica. Está claro que esta não é a forma ideal para fazer tal consideração, mas a ideia principal aqui é tornar possível a análise dos efeitos da variabilidade destas fontes, neste caso principalmente relacionada à redução de geração de painéis fotovoltaicos.

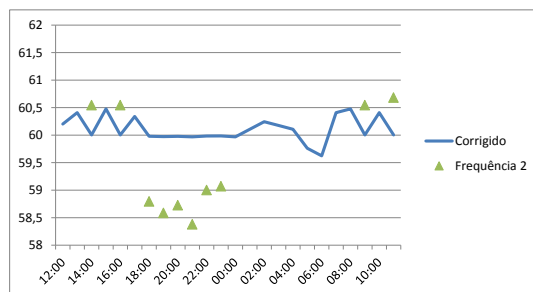
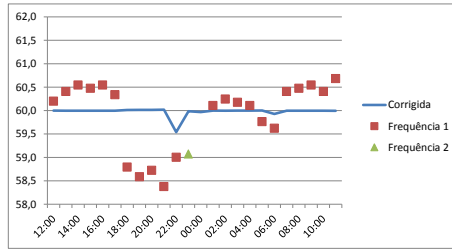
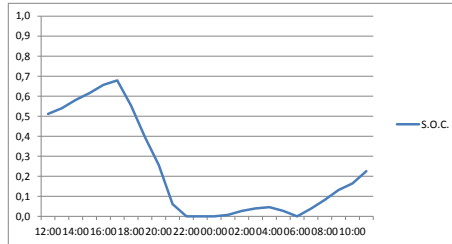


Figura 6.9 – Correção da frequência sem baterias.

O número de correções para este caso é inferior ao anterior devido à consideração da intermitência, que reduz a geração nos períodos de carga baixa (durante a madrugada), não sendo necessário alterar a carga dos consumidores. Contudo, os cortes de carga no horário de pico são mais significativos pois a demanda é elevada e a geração intermitente é reduzida justamente neste período. Pela Figura 6.9 a frequência mínima seria inferior a 58,5 Hz às 21 horas, caso nenhum controle sobre a carga seja exercido.



(a) Evolução da frequência.



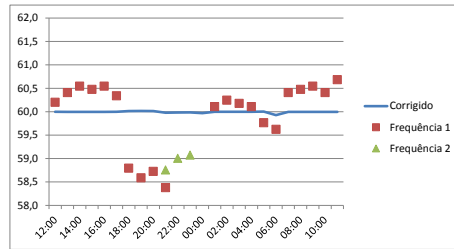
(b) Evolução do SOC.

Figura 6.10 – SOC inicial de 50%.

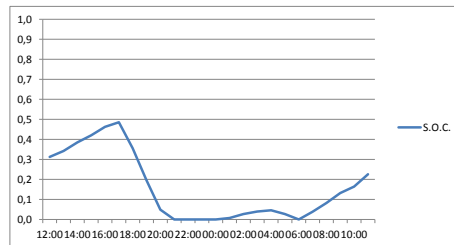
Com as baterias em 50% de seu carregamento máximo, nota-se na Figura 6.10 que às 22 horas a energia armazenada esgota-se. Contudo, os 6% de carga que ainda restam neste horário são suficientes para que a frequência saia de 59 Hz e atinja 59,54 Hz, permanecendo dentro da faixa aceitável. No próximo intervalo de tempo, para conseguir corrigir o desvio de frequência é necessário atuar sobre a carga, reduzindo-a. No período entre 1 e 4 horas as baterias armazenam energia, porém a carga volta a crescer às 5 horas, e às 6 horas a energia armazenada nas baterias se esgota novamente pelo esforço de corrigir os pequenos desvios existentes. Com a carga do sistemas ainda não muito elevada e o retorno da geração intermitente para 100%, os bancos de

baterias voltam a armazenar energia.

Comparando este caso ao seu equivalente sem considerar a intermitência e levando em consideração a curva de carga apresentada na Figura 6.2, constata-se que a hora que o sistema mais precisa de geração esta acaba sendo reduzida. O que se pretende representar nesta queda de geração é o que ocorre com a geração dos painéis fotovoltaicos quando o sol se põe, já que a partir deste momento os painéis não geram energia alguma. Esta é uma ocorrência usual, visto que a geração fotovoltaica é uma das fontes com grande potencial para aplicações em microrredes. Levando em conta o exposto, uma alternativa tanto para diminuir o pico de consumo nas horas de ponta quanto para contribuir com a correção dos desvios de frequência (em caso de possível isolamento da MR nestas horas) é a estratégia de armazenar energia nas baterias nos períodos anteriores ao pico de carga do sistema. Desta forma, busca-se garantir a operação da microrrede no valor nominal de frequência.



(a) Evolução da frequência.

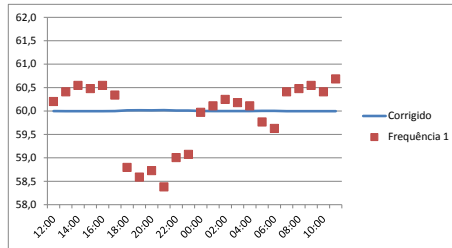


(b) Evolução do SOC.

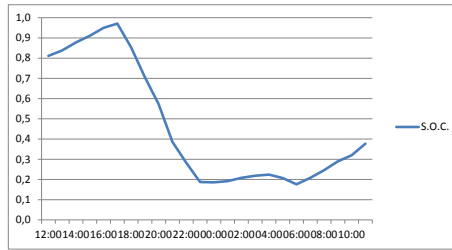
Figura 6.11 – SOC inicial de 30%.

Conforme indica a Figura 6.11, quando o estado inicial de carregamento das baterias é de 30% a situação é um pouco mais crítica, pois às 21 horas a energia das baterias esgota-se e neste e nos 2 próximos

períodos deve haver redução da carga para correção da frequência. A partir daí o comportamento é semelhante ao anterior.



(a) Evolução da frequência.



(b) Evolução do SOC.

Figura 6.12 – SOC inicial de 80%.

Contudo, para as baterias contendo 80% de carga e considerando a intermitência, apenas com esta energia é possível corrigir os desvios de frequência, conforme indicado na Figura 6.12. A carga máxima nas baterias é atingida às 17 horas, quando atinge 97%, e a mínima acontece às 6 horas, sendo de 17,6%.

Nesta última situação é possível comprovar que, como exposto acima, caso mais energia estivesse armazenada nas baterias seria possível corrigir os desvios de frequência mesmo face à intermitência de geração. No início do pico de carga do sistema às 18 horas, e com a redução da geração intermitente, a energia armazenada neste horário é de 85,4% sendo que o mínimo chega a 17,6% antes da volta da geração intermitente às 6 horas. Ou seja, caso o sistema passasse para operação isolada às 18 horas e com uma adequada estratégia operativa, o SOC das baterias em pouco mais de 70% seria capaz de corrigir os desvios de frequência para o horário de pico e nas horas subsequentes.

Os estudos apresentados nestas duas últimas subseções permitem que sejam analisadas e compreendidas as questões relacionadas à



contribuição das baterias nas microrredes operando de forma isolada. Embora sejam estudos preliminares e associados a uma microrrede em particular, destinam-se a ilustrar o papel fundamental dos componentes armazenadores de energia, cuja importância tem crescido à medida que são inseridos gradualmente nas redes elétricas, conforme discutido no Capítulo 3.

O adequado dimensionamento dos bancos de baterias são fundamentais para a operação eficiente do sistema. Estes devem levar em consideração questões como as características de intermitência das fontes e a curva de carga da MR. Claramente outros aspectos como custos, local de instalação, tipo de bateria, interface de eletrônica de potência, entre outros, devem ser considerados. Porém, estes tópicos estão além dos objetivos desta dissertação.

## 6.5 Estimação de Estados em Microrredes

A segunda parte deste capítulo é dedicada à apresentação e avaliação de resultados obtidos com as estratégias de estimação de estados para microrredes discutidas no Capítulo 5. Os indicadores globais de desempenho utilizados para comparar resultados que complementam as comparações gráficas também apresentadas são definidos a seguir. O primeiro indicador combina os efeitos dos erros de estimação dos módulos e ângulos dos estados estimados em um único índice, originalmente introduzido em [78] e reproduzido abaixo:

$$MACC_V = \|\vec{V}^{erro}\|_2 = \left( \sum_j |\vec{V}_j^{real} - \vec{V}_j^{est}|^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (6.3)$$

em que  $\vec{V}_j^{real}$  e  $\vec{V}_j^{est}$  são os valores verdadeiro e estimado, respectivamente, dos fasores de tensão na barra  $j$  do sistema. Esse indicador é designado como métrica **MACC<sub>V</sub>** nos resultados a seguir.

Outros dois indicadores são os erros médios absolutos dos módulos e dos ângulos dos estados estimados, dados pela média aritmética dos erros calculados sobre todas as barras, ou seja:

$$EMM = \frac{\left( \sum_j |V_j^{real} - V_j^{est}| \right)}{NB} \quad (6.4)$$

$$EMA = \frac{\left( \sum_j |\theta_j^{real} - \theta_j^{est}| \right)}{NB} \quad (6.5)$$

onde  $V_j^{real}$  ( $\theta_j^{real}$ ) e  $V_j^{est}$  ( $\theta_j^{est}$ ) são os valores real e estimado do módulo (ângulo e fase) da tensão nodal para a barra  $j$  e  $NB$  é o número de barras do sistema.

O plano de medição completo é mostrado na Figura 6.13. As medidas em vermelho são referentes às informações do sistema SCADA, em azul são relacionadas com às PMUs, em verde aos medidores inteligentes e em magenta às pseudomedidas.

Quando são instalados unidades de geração distribuída em uma microrrede é usualmente implantado também um medidor, que neste trabalho é considerado como um dado do sistema SCADA, mensurando o módulo da tensão nesta barra [65]. Fluxos de potência ativa e reativa são monitorados por medidores SCADA no início dos ramais de distribuição da microrrede. As pseudomedidas são baseadas em previsões de carga, portanto estão presentes em todas as barras do sistema-teste. Unidades de medição fasorial são instaladas pela rede de modo a proporcionar boa disposição de informações, assim como os medidores inteligentes.

É importante salientar que este plano não é considerado em todas as simulações, pois alguns resultados são obtidos sem a inclusão de todas as classes de medida. Entretanto, quando determinada classe for considerada sua disposição é dada de acordo com a Figura 6.13.

Da análise da Figura 6.13 nota-se que a única classe de medidas em relação à qual o sistema é observável é a constituída pelas pseudomedidas. Outra classe que potencialmente propiciaria a observabilidade com relação a medidas da mesma classe é composta pelos medidores eletrônicos, que estão presentes em todas as unidades consumidoras. Porém, apenas alguns destes são habilitados a fornecer dados em tempo real para a estimação de estados, enquanto que as leituras dos demais são realizadas em intervalos de tempo mais elevados, geralmente da ordem de 15 minutos. Contudo, é através destas informações que as pseudomedidas podem ser sintetizadas.

O nível de exatidão das medidas depende da respectiva classe. Desta forma, as pseudomedidas são as menos precisas, enquanto que as medidas fasoriais e os dados dos medidores eletrônicos são mais precisos, conforme ilustrado na tabela abaixo, que apresenta inclusive qual tipo de medida de cada classe é empregado.

O plano de medição apresentado pela Figura 6.13 busca refletir a

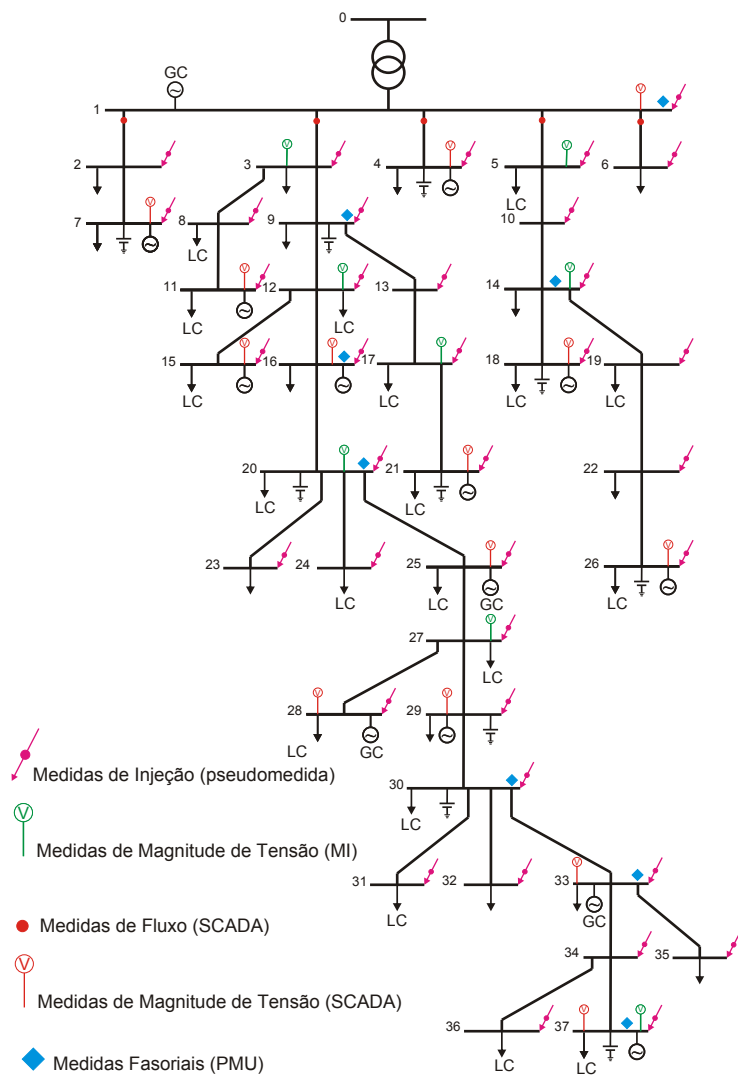


Figura 6.13 – Diagrama unifilar da rede com indicação do Plano de Medição utilizado.

Tabela 6.2 – Variância dos erros dos medidores.

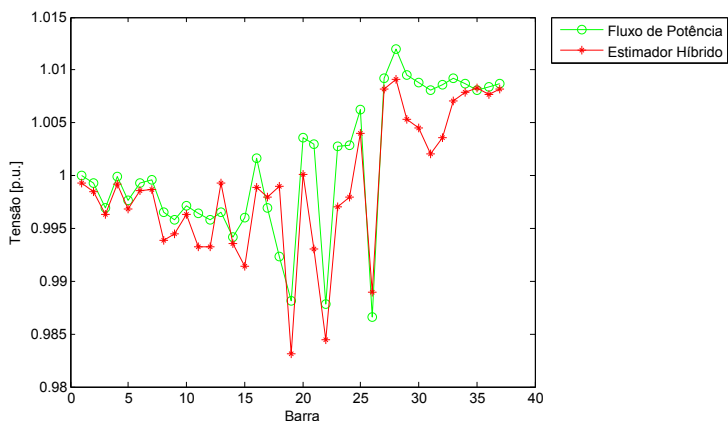
Classe da Medida	Tipo da Medida	Variância
Pseudomedidas	Injeção de Potência Ativa	1,00E+00
	Injeção de Potência Reativa	1,00E+00
SCADA	Magnitude de Tensão	5,00E-03
	Fluxo de Potência Ativa	3,00E-02
	Fluxo de Potência Reativa	3,00E-02
Fasoriais	Magnitude de Tensão	2,00E-03
	Ângulo da Tensão	2,00E-03
	Corrente Elétrica, parte Real	2,00E-03
	Corrente Elétrica, parte Imaginária	2,00E-03
Medidores Eletrônicos	Magnitude de Tensão	2,00E-03

realidade de uma microrrede, onde apenas é atingida a observabilidade para as pseudomedidas. As medidas do sistema SCADA são pouco encontradas em uma rede com estas características, sendo apenas empregadas junto às fontes de geração distribuída, como comentado, e em alguns outros pontos próximos ao PCC. As medidas fasoriais e os medidores inteligentes também estão dispersos pela MR mas, da mesma forma que as medidas do sistema SCADA, não garantem a observabilidade do sistema.

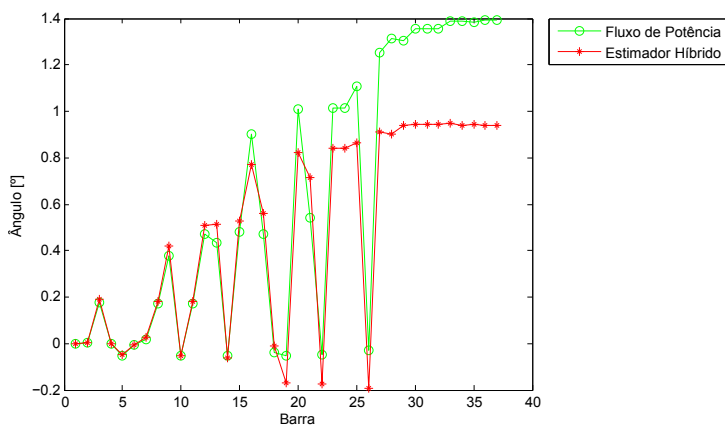
A seguir são expostos e analisados os resultados obtidos para os dois estimadores implementados neste trabalho. O estimador híbrido é utilizado apenas com o intuito de comparar seus resultados com o estimador baseado nas técnicas de fusão, que é o estimador proposto neste trabalho. Os casos abordados são os seguintes: (CASO A) Estimadores contemplando as pseudomedidas mais as informações dos sistemas SCADA; (CASO B) Medidas fasoriais são adicionadas aos dados do caso CASO A; e (CASO C) Dados do caso do CASO B mais os medidores inteligentes capazes de fornecer informações em tempo real.

### 6.5.1 Estimador híbrido com pseudomedidas e medidas do sistema SCADA - CASO A

As Figuras 6.14 e 6.15 trazem os resultados obtidos para o estimador híbrido empregando as pseudomedidas e as informações do sistema SCADA.

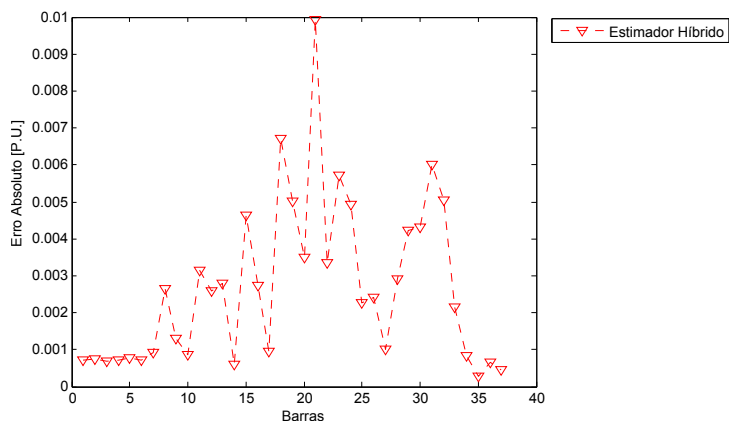


(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema.

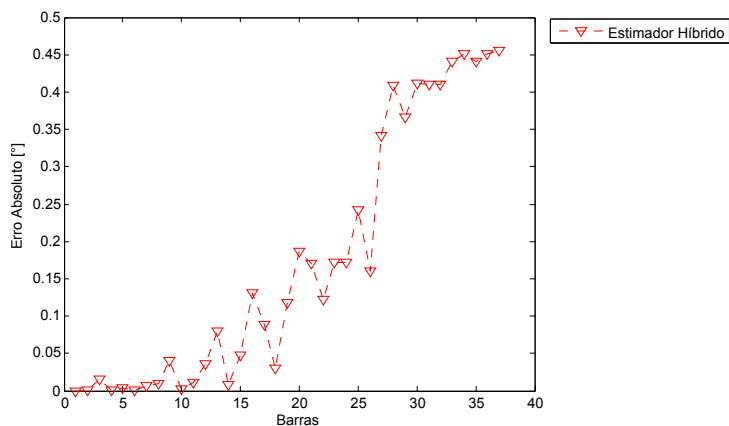


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.14 – Comparação de resultados entre a estimação baseada nas pseudomedidas e nos dados do sistema SCADA e o resultado do fluxo de potência.



(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.15 – Erros absolutos de acordo com o estimador híbrido baseado nas pseudomedidas e medidas do sistema SCADA.

Embora o sistema-teste seja observável com as pseudomedidas, como a qualidade destas informações é baixa, o resultado para este estimador apresenta elevados erros associados tanto aos módulos quanto com relação aos ângulos estimados.

### 6.5.2 Fusão de pseudomedidas com medidas do sistema SCADA - CASO A

As Figura 6.16 traz o resultado da estimação para cada um dos módulos de fusão individualmente, a fusão dos dados e o resultado do fluxo de potência. Semelhantemente, a Figura 6.17 apresenta os erros para cada um dos estimadores individuais e a fusão dos dados comparado com os valores do fluxo de potência.

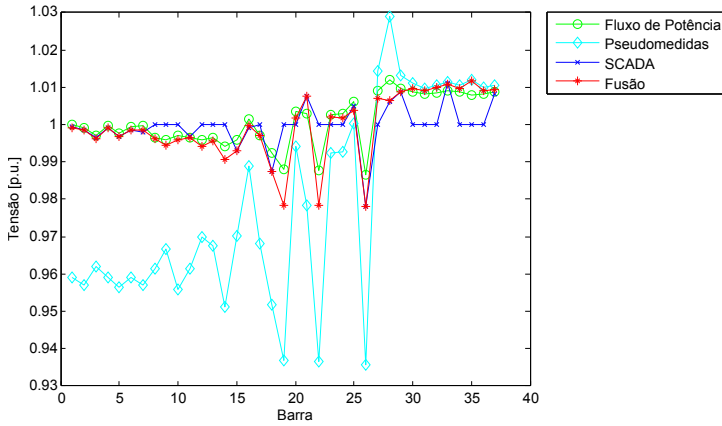
Para fins de melhor visualização, as Figuras 6.18 e 6.19 extraem as informações mais relevantes das Figuras 6.16 e 6.17.

Da mesma forma que no estimador híbrido deste CASO A, o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados geram resultados com erros elevados para as variáveis de estados. A Tabela 6.3 sintetiza os indicadores dos dois estimadores comparados.

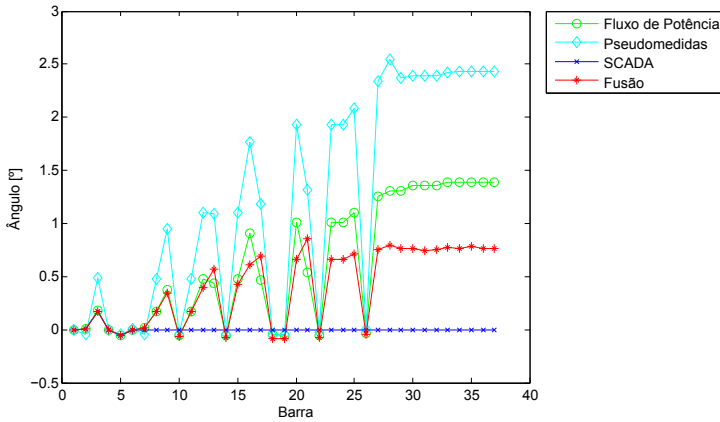
Tabela 6.3 – Indicadores dos estimadores individuais, da fusão de dados e do estimador híbrido - CASO A.

Indicadores			
Classe de medida	EMM	EMA	$MACC_V$
<b>Pseudomedida</b>	0,0240	0,5785	0,1958
<b>SCADA</b>	0,0430	0,6312	0,0965
<b>Fusão</b>	0,0022	0,2485	0,0428
<b>Híbrido</b>	0,0027	0,1741	0,0402

Nota-se que embora a fusão de dados apresente o erro médio de módulo da tensão (EMM) um pouco melhor em relação ao estimador híbrido, este segundo apresenta o erro médio de ângulo (EMA) melhor, assim como a métrica dos fasores de tensão ( $MACC_V$ ). Entretanto, não são diferenças significativas já para este primeiro caso, mostrando a viabilidade do estimador baseado nas técnicas de fusão de dados. Para os casos seguintes, espera-se que os valores obtidos com a estimação de estados sejam melhorados para ambos os estimadores, visto que mais informações são adicionadas à EE. Além disso, as medidas fasoriais são de melhor qualidade.



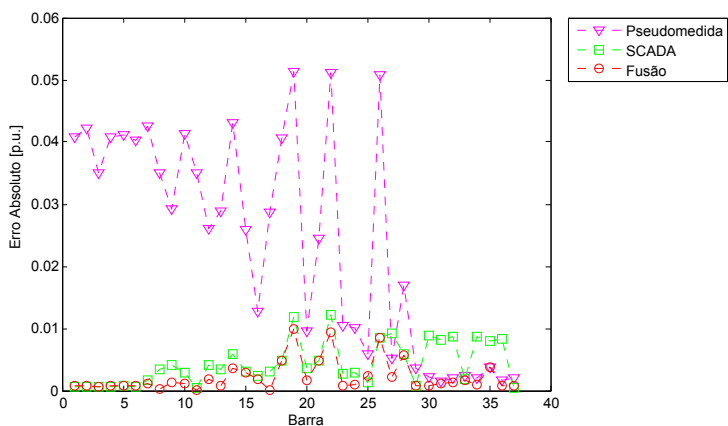
(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema.



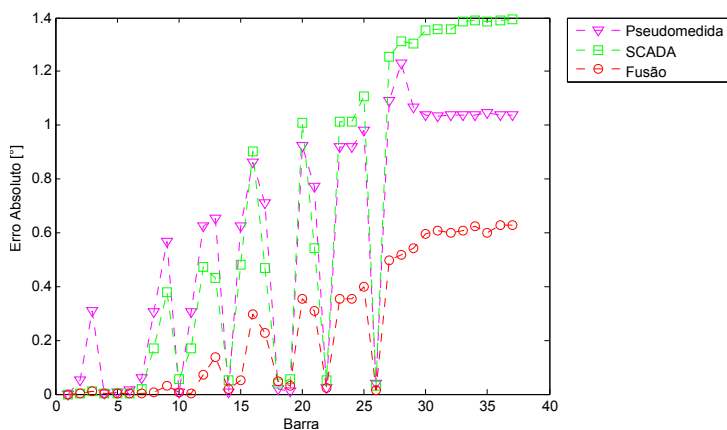
(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.16 – Resultado dos estimadores individuais e fusão de dados das pseudomedidas com as medidas do sistema SCADA em comparação com o fluxo de potência.



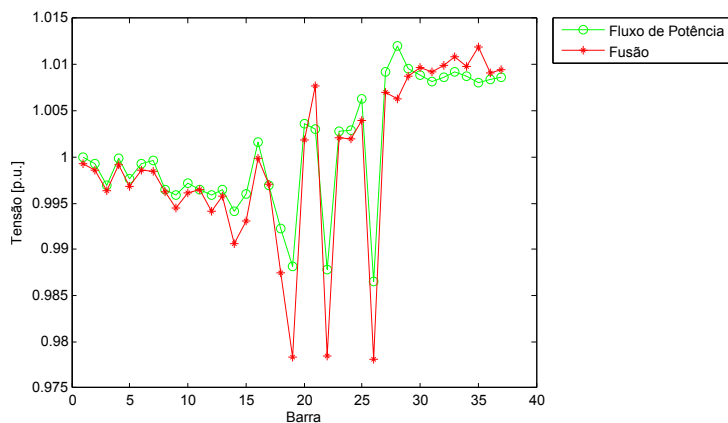


(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.

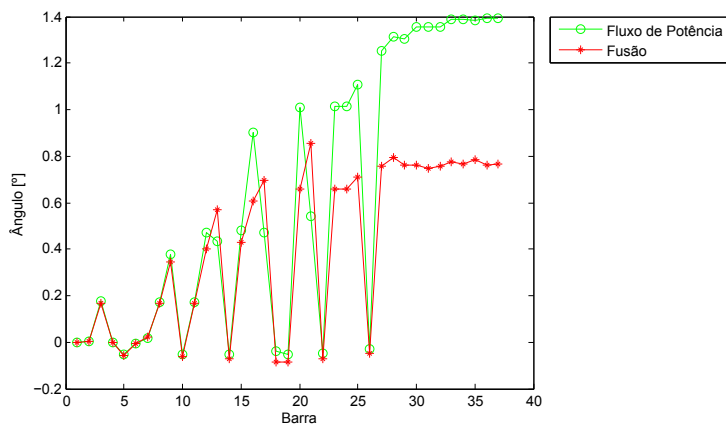


(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.17 – Erros absolutos do estimador baseado nas pseudomedidas, sistema SCADA e da fusão de dados em relação aos valores do fluxo de potência.

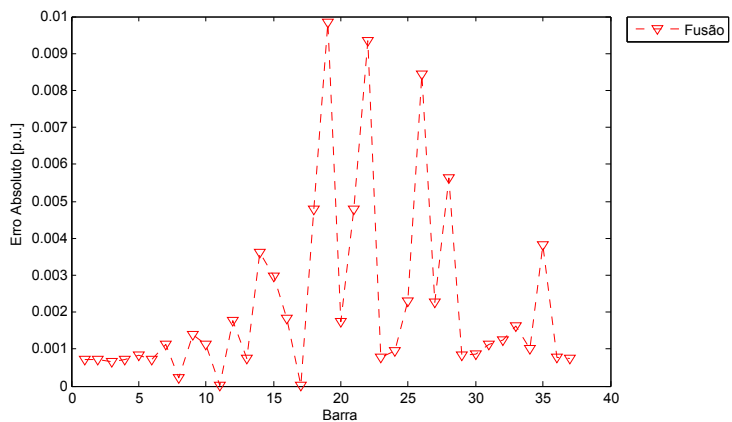


(a) Magnitude de tensão nas barras do sistema.

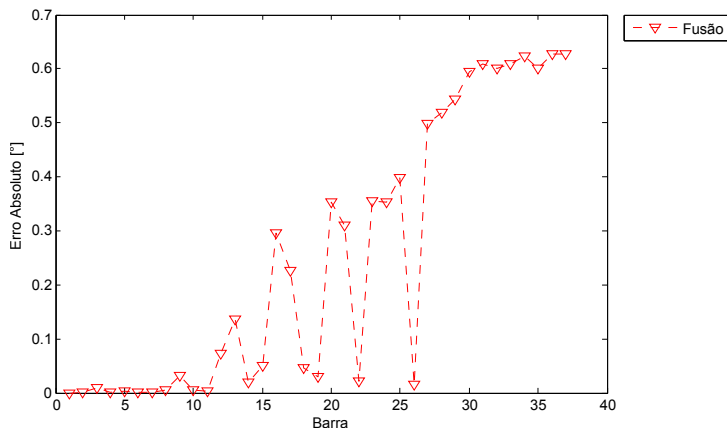


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.18 – Comparação de resultados entre a fusão dos dados e o fluxo de potência.



(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.

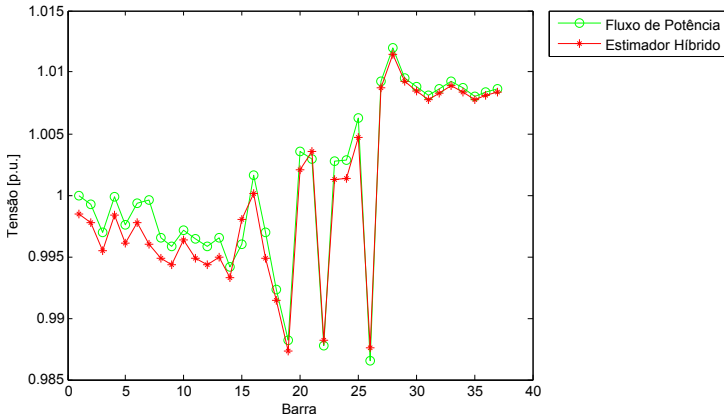


(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

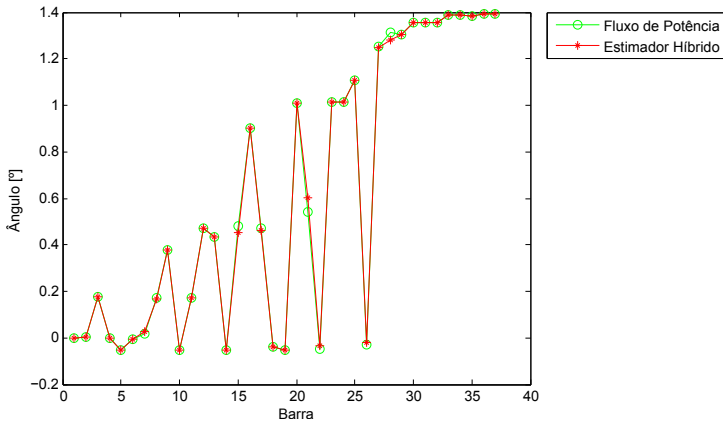
Figura 6.19 – Erros absolutos da fusão de dados para o CASO A.

### 6.5.3 Estimador híbrido com pseudomedidas, medidas do sistema SCADA e medidas fasoriais (CASO B)

As Figuras 6.20 e 6.21 apresentam, respectivamente, a comparação do estimador híbrido do CASO B com os valores do fluxo de potência e os erros associados a este estimador híbrido.

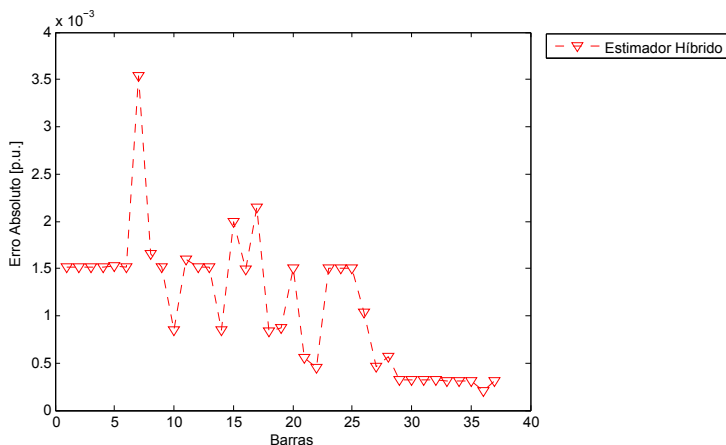


(a) Magnitude de tensão nas barras do sistema.

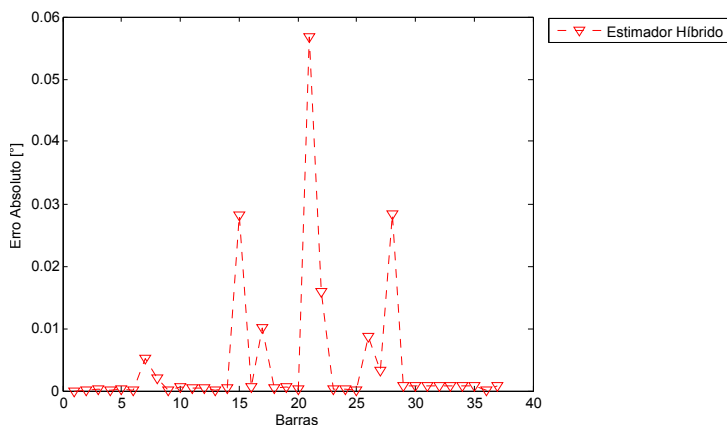


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.20 – Comparação de resultados entre a estimação híbrida baseada nas pseudomedidas e medidas SCADA adicionadas das medidas fasoriais e o fluxo de potência.



(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.21 – Erros absolutos de acordo com o estimador híbrido do CASO B em relação ao resultado do fluxo de potência.

Neste caso os erros de magnitude de tensão e de ângulo são de ordem de  $10^{-3}$  e  $10^{-2}$ , respectivamente, como pode ser visto na Figura 6.21. Estes valores são muito melhores em comparação aos estimadores apresentados anteriormente, consistindo em um resultado adequado para a EE nas microrredes.

#### 6.5.4 Fusão de pseudomedidas, dados do sistema SCADA e medidas fasoriais (CASO B)

Os gráficos a seguir seguem o mesmo padrão de apresentação da Subseção 6.5.2, onde primeiramente ilustra-se, na Figura 6.22, os resultados de cada um dos estimadores individualmente e a fusão deles, além do resultado do fluxo de potência. A Figura 6.23 mostra os erros dos módulos individuais e da fusão de dados em relação aos valores do fluxo de potência.

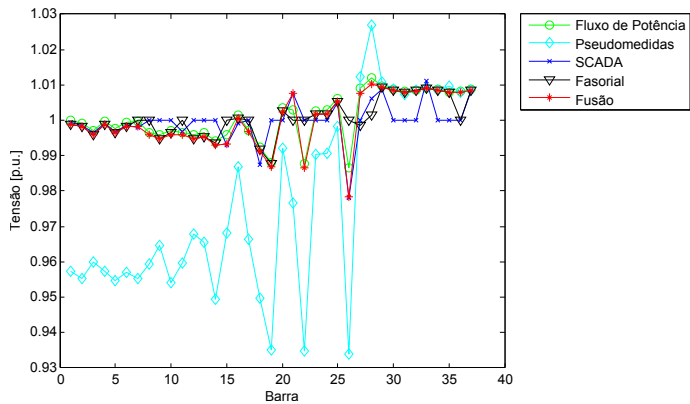
Simplificando as Figuras 6.22 e 6.23 para facilitar a visualização, têm-se as Figuras 6.24 e 6.25.

Os erros do estimador baseado nas técnicas de fusão do CASO B são da mesma ordem que o estimador híbrido para este mesmo caso. Os indicadores do CASO B são sumarizados na Tabela 6.4.

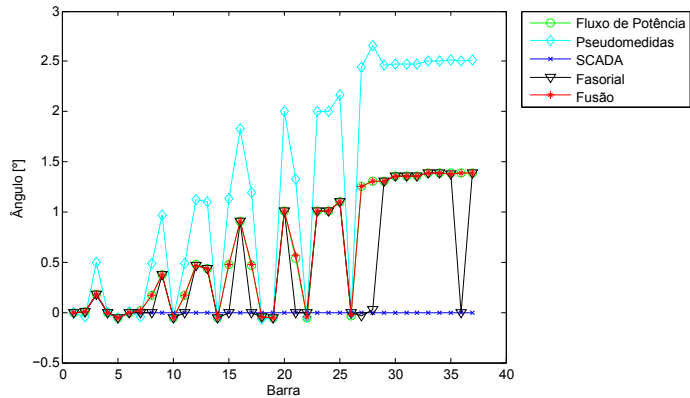
Tabela 6.4 – Indicadores dos estimadores individuais, da fusão de dados e do estimador híbrido para o CASO B.

Indicadores			
Classe de medida	EMM	EMA	$MACC_V$
<b>Pseudomedida</b>	0,0240	0,5785	0,1958
<b>SCADA</b>	0,0430	0,6312	0,0965
<b>PMU</b>	0,0024	0,1597	0,0505
<b>Fusão</b>	0,0012	0,0019	0,0114
<b>Híbrido</b>	0,0011	0,0046	0,0081

A análise da Tabela 6.4 permite notar que a média do erro das magnitudes (EMM) de ambos os estimadores é semelhante, enquanto que o estimador baseado nas técnicas de fusão tem um erro médio de ângulo melhor que o estimador híbrido, contudo a métrica dos fasores de tensão é melhor para o estimador híbrido, conforme esperado. Porém, o  $MACC_V$  de ambos os estimadores apresentam valores muito próximos, confirmando a análise do CASO A e comprovando que o método baseado nas técnicas de fusão de estimativas apresenta resultados tão bons quanto o estimador híbrido.

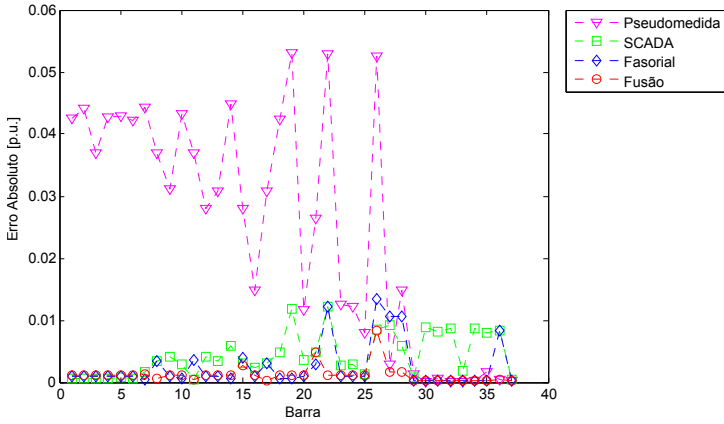


(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema.

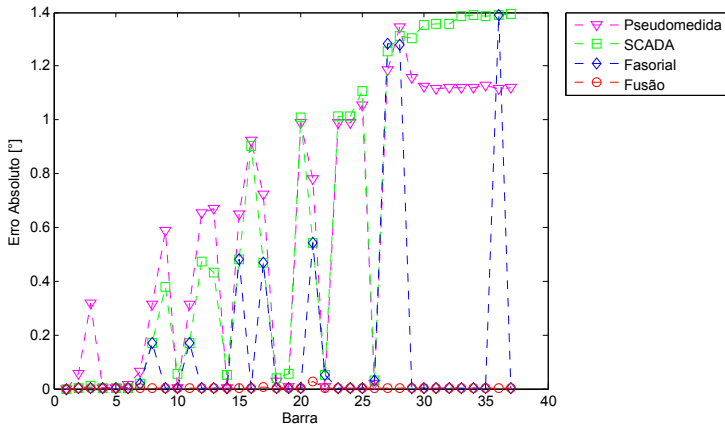


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.22 – Resultados da estimação das medidas convencionais e medidas fasoriais e da fusão destas em comparação com os valores do fluxo de potência.



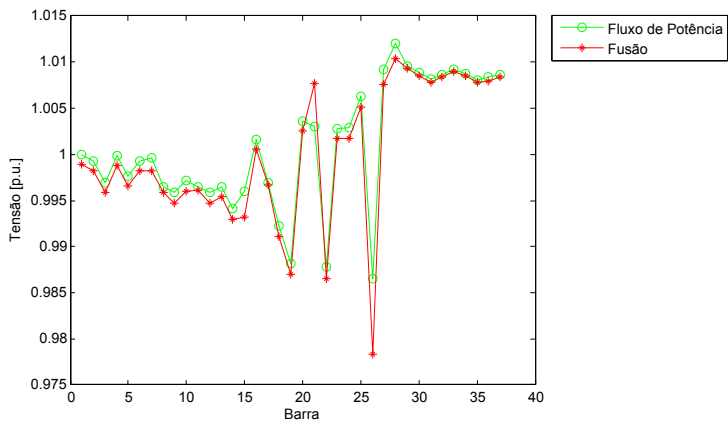
(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



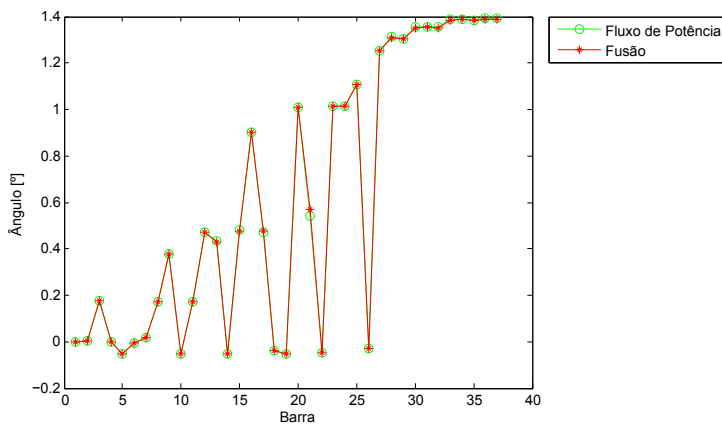
(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.23 – Erros absolutos de cada estimador individual e da fusão de dados em relação aos dados do fluxo de potência.



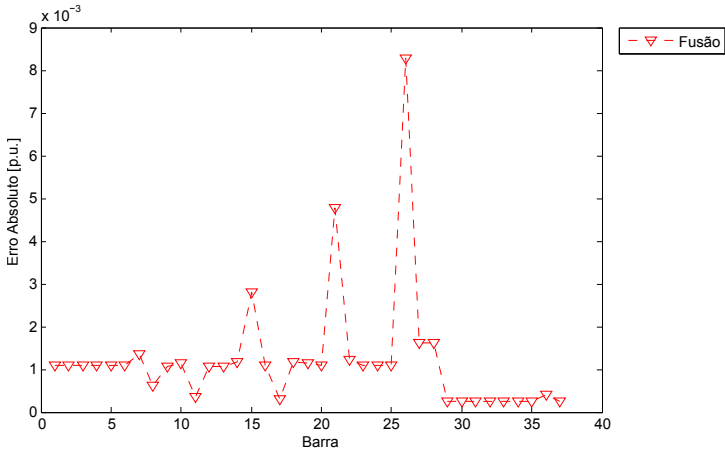


(a) Magnitude de tensão nas barras do sistema.

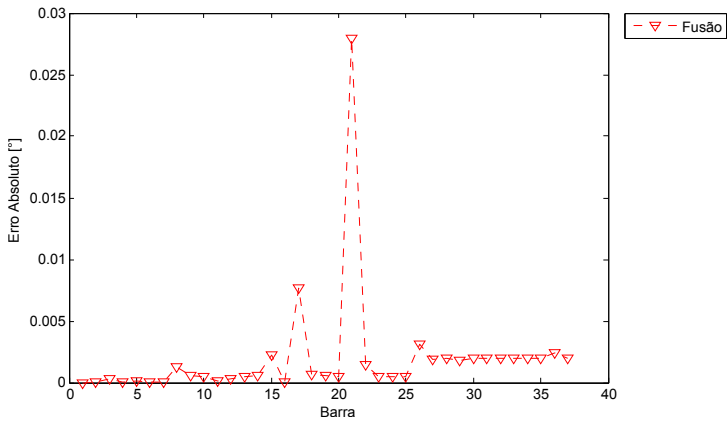


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.24 – Comparação de resultados entre a fusão de dados das medidas convencionais e fasoriais e o fluxo de potência.



(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

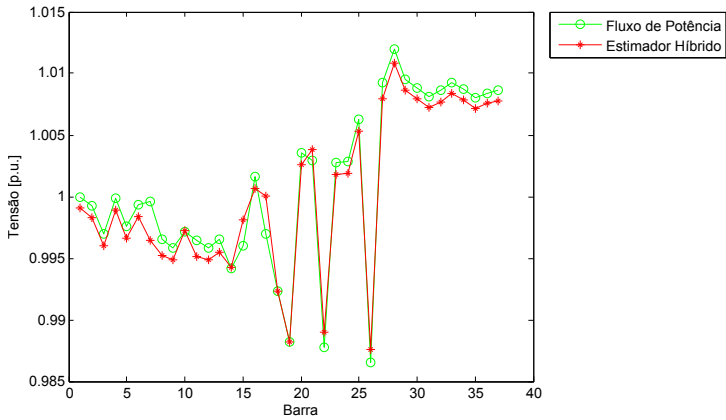
Figura 6.25 – Erros absolutos da fusão de dados em relação aos valores do fluxo de potência.

### **6.5.5 Estimador híbrido com pseudomedidas, medidas do sistema SCADA, leituras de MIs e medidas fasoriais (CASO C)**

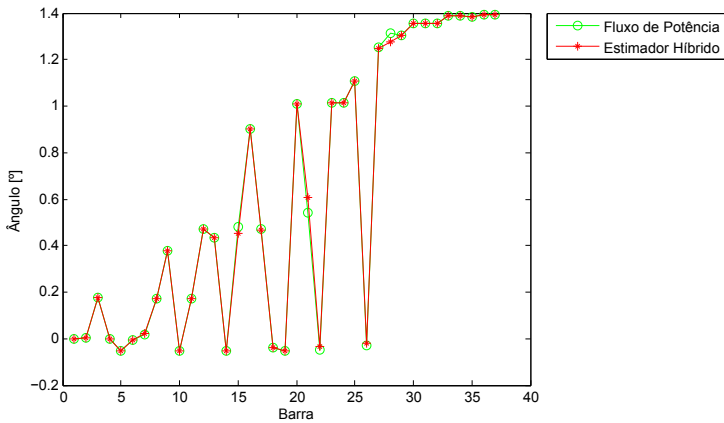
O CASO C encerra esta sequência de simulações adicionando ao plano de medição as informações dos medidores inteligentes, que medem apenas o módulo da tensão na barra à qual estão instalados. Portanto, modificações consideráveis não devem ser esperadas com relação aos ângulos estimados no CASO B.

As Figuras 6.26 e 6.27 apresentam os resultados para o estimador híbrido. Na Figura 6.26 são visualizados todos os módulos e ângulos resultantes da estimação de estados em comparação com os valores obtidos do fluxo de potência, enquanto que na Figura 6.27 os erros do estimador híbrido em relação ao fluxo de potência são ilustrados.

Como esperado, os ângulos para o CASO C em comparação com o CASO B são muito semelhantes, e os módulos das tensões apresentam uma pequena melhora.

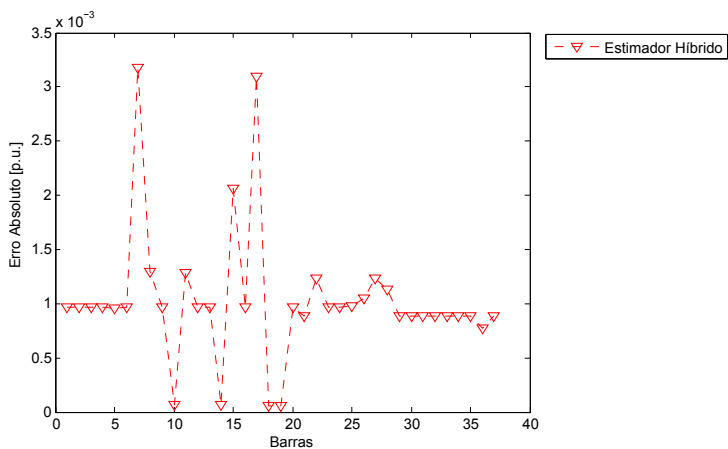


(a) Magnitude de tensão nas barras do sistema.

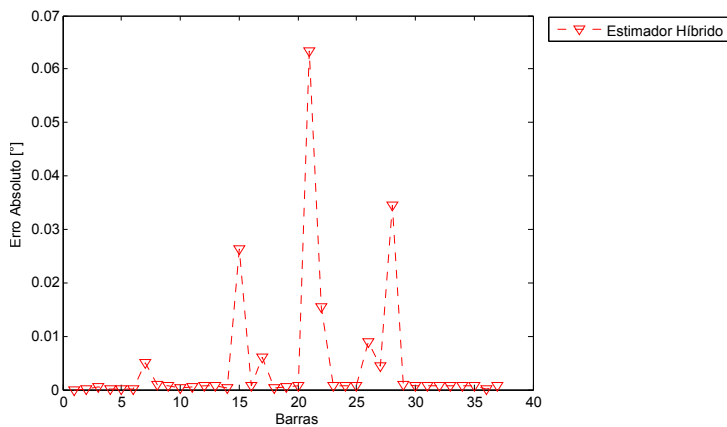


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.26 – Comparação de resultados entre o estimador híbrido com todos os dados considerados e o fluxo de potência.



(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.27 – Erros absolutos do estimador híbrido em relação aos dados do fluxo de potência.

### 6.5.6 Fusão de pseudomedidas, informações do sistema SCADA, leituras de MIs e medidas fasoriais (CASO C)

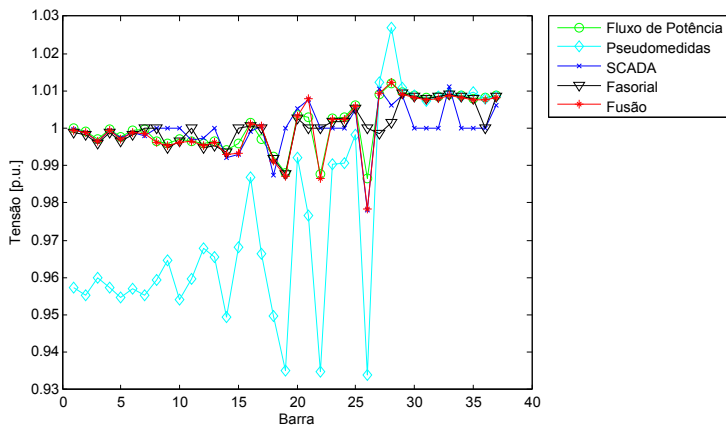
As Figuras 6.28 e 6.29 ilustram as mesmas curvas das respectivas figuras do CASO B, com a diferença que a curva do módulo de fusão das medidas do sistema SCADA inclui os dados dos MIs. As demais figuras desta subseção seguem o padrão dos respectivos CASOS A e B anteriores.

Assim como para o estimador híbrido, o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados incluindo os MIs apresenta leve melhora na magnitude das tensões estimadas, enquanto que os ângulos são praticamente iguais ao CASO B. Os erros associados aos ângulos estimados das barras 17 e 21 com o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados são os únicos de ordem  $10^{-2}$ , enquanto que as tensões estão todas na casa de  $10^{-3}$ . A Tabela 6.5 sintetiza os indicadores do CASO C.

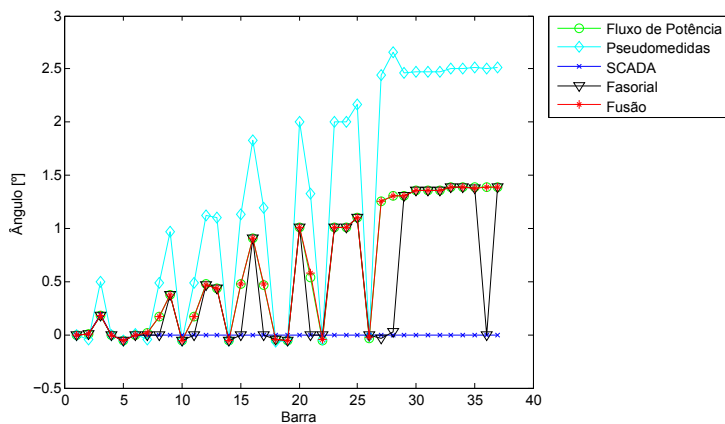
Tabela 6.5 – Indicadores dos estimadores individuais, da fusão de dados e do estimador híbrido para o CASO C.

Indicadores			
Classe de medida	EMM	EMA	$MACC_V$
Pseudomedida	0,0240	0,5785	0,1958
SCADA+MI	0,0039	0,6312	0,0959
PMU	0,0024	0,1597	0,0505
Fusão	0,0009	0,0020	0,0107
Híbrido	0,0010	0,0048	0,0074

A fusão de dados mostra melhor erro médio de ângulo (**EMA**), como já ocorreu no CASO B, enquanto que o erro médio de módulo (**EMM**) é semelhante ao comparar com o estimador híbrido. Entretanto, a métrica da tensão complexa ( $MACC_V$ ) é melhor para o estimador híbrido.

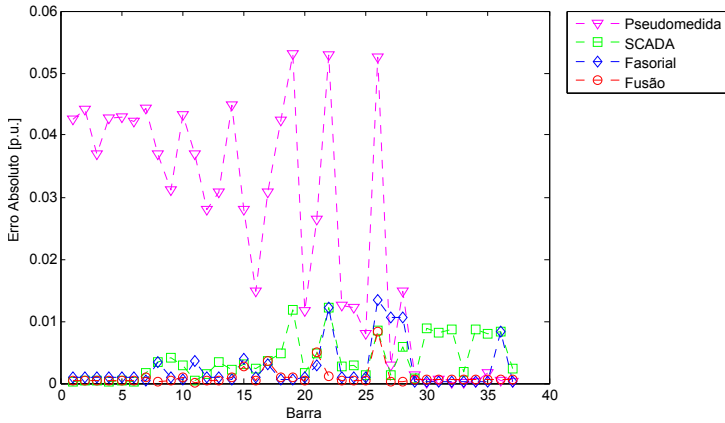


(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema.

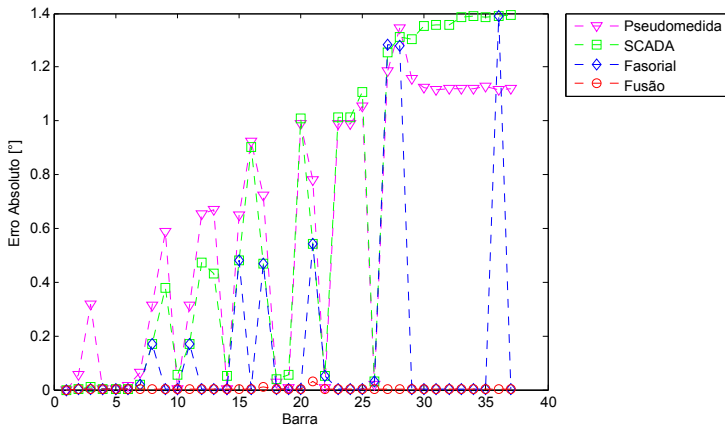


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.28 – Resultado de cada estimador individual e a fusão de dados para todas as medidas consideradas e o fluxo de potência.



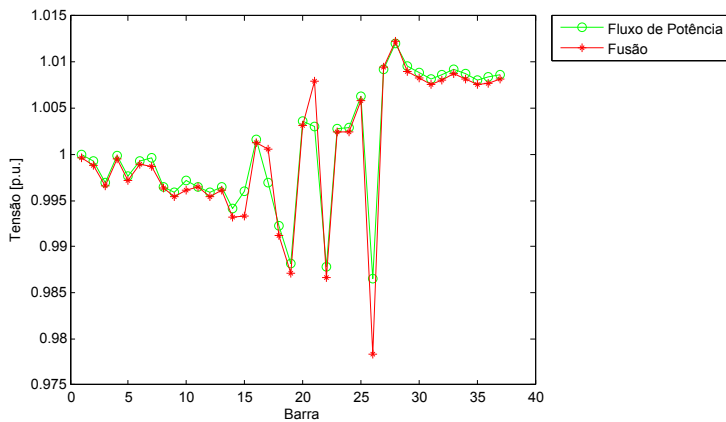
(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



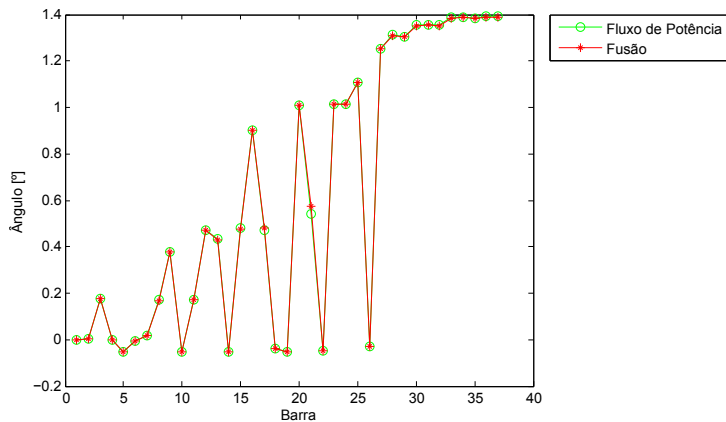
(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.29 – Erros individuais de cada estimador e da fusão de dados em relação aos dados do fluxo de potência.



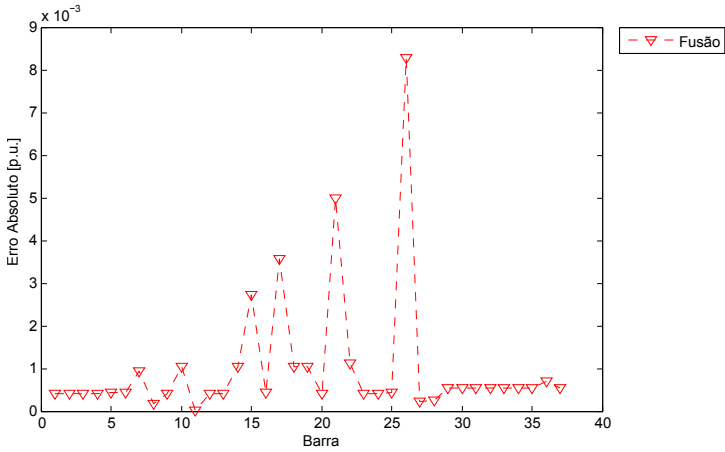


(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema.

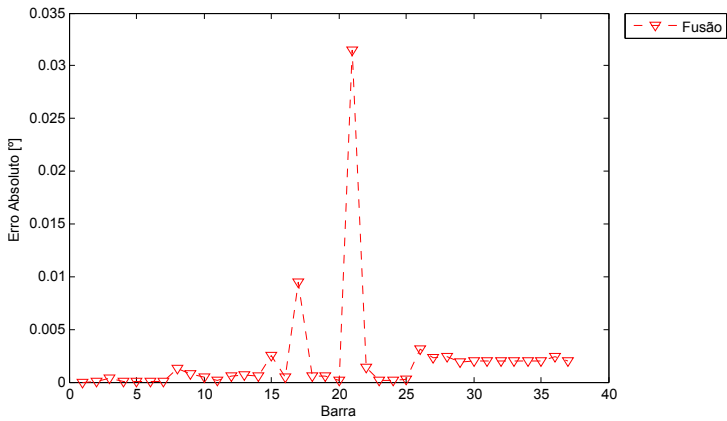


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema.

Figura 6.30 – Resultado da fusão de dados e do fluxo de potência.



(a) Erros absolutos das magnitudes de tensão.



(b) Erros absolutos dos ângulos de tensão.

Figura 6.31 – Erros absolutos da fusão de dados em relação ao fluxo de potência.

### 6.5.7 Considerações adicionais sobre a estimação de estados

Os resultados obtidos tanto com o estimador híbrido quanto com o estimador baseado nas técnicas de fusão são muito semelhantes, sendo o estimador híbrido minimamente superior, como esperado.

Entretanto, as vantagens do método de fusão de estimativas dão o suporte necessário para sua preferência quando da implementação de um estimador de estados que contempla informações de diferentes tipos de medidos. Isto é decorrente basicamente do processamento individualizado de cada classe de medida considerando as distintas características dos medidores, como por exemplo as diferentes taxas de amostragem e precisão. Outro aspecto refere-se aos canais de comunicação distintos para as classes de informações que dificultam o processamento conjunto dos dados.

A Figura 6.29(b) é reproduzida através da Figura 6.32 para analisar uma importante característica do estimador baseado nas técnicas de fusão de dados.

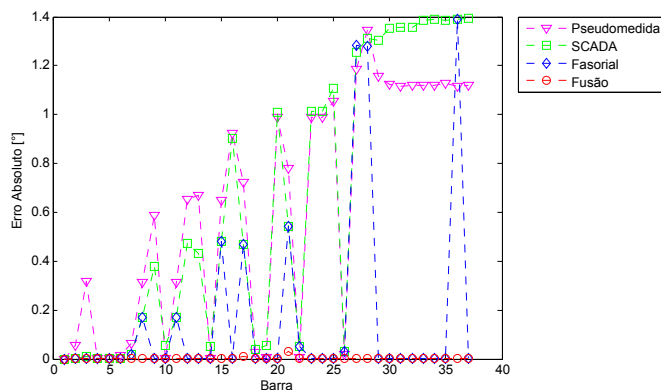


Figura 6.32 – Erros de ângulo dos estimadores individuais e da fusão de dados do CASO C.

As barras 27 e 28 do sistema-teste possuem pseudomedidas em ambas as barras, um MI na barra 27 e um medidor de módulo de tensão SCADA na barra 28, como pode ser visualizado na Figura 6.13. Assim sendo, o erro associado aos ângulos estimados nestas barras pelos estimadores individuais são elevados, conforme mostrado na Figura 6.32. Entretanto, barras próximas às barras 27 e 28 são observáveis pelas medidas fasoriais. A interação destas informações de melhor qualidade

fazem com que a fusão de dados gere erros baixos para os ângulos estimados nas barras 27 e 28. Isto é explicado pela forma assumida pelas matrizes de ponderação  $\mathbf{W}$  no método de fusão conforme, apresentado no desenvolvimento que resulta na equação (5.14). Ou seja, a correlação entre as informações de melhor qualidade (medidas fasoriais) com as demais classes de medida melhora os resultados estimados, mesmo não havendo ponto de medição fasorial na barra. Isto é claramente visualizado através da Figura 6.32 nas barras 27 e 28.

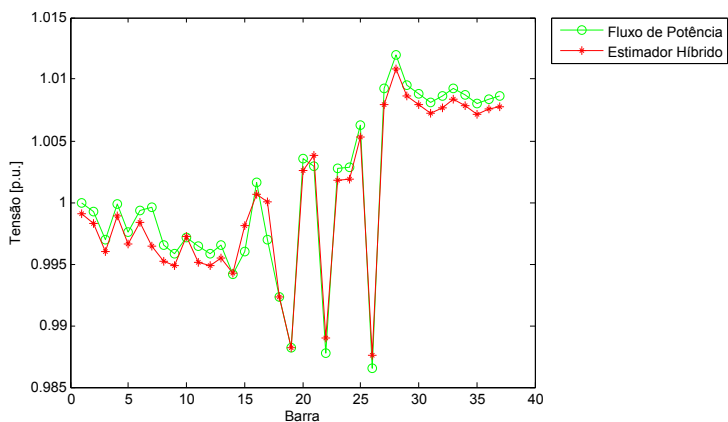
### 6.5.8 Estimação de estados com a microrrede conectada à rede principal

Ao realizar a transição da microrrede do modo conectado para o modo isolado, o ponto de operação do sistema é consideravelmente alterado, ou seja, as variáveis de estado (módulo e ângulo nas barras) são modificadas. Contudo, o estimador de estados deve ser flexível suficiente para conseguir obter solução adequada em ambos os modos. A seguir são ilustrados os resultados simulados para o CASO C com a rede conectada e isolada.

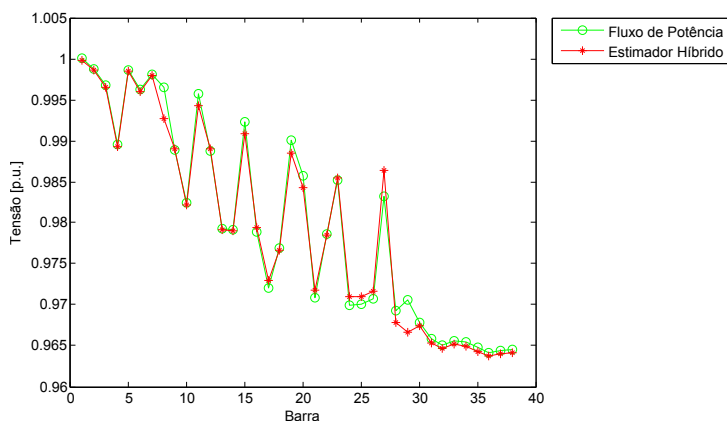
As Figuras 6.33 e 6.34 apresentam os resultados para o estimador híbrido. Na Figura 6.33 os módulos das tensões são ilustrados para a operação em modo isolado e conectado respectivamente, enquanto que na Figura 6.34 são mostrados os ângulos para a mesma situação.

Nas Figuras 6.35 e 6.36 os resultados do estimador de estados baseado nas técnicas de fusão de dados são abordados. Na Figura 6.35 os módulos das tensões são apresentados para a operação em modo isolado e conectado respectivamente, enquanto que na Figura 6.36 são ilustrados os ângulos para a mesma situação.

A aderência da estimação de estados ao resultado do fluxo de potência é também verificada para a operação conectada da microrrede, para ambos os estimadores. Portanto, os resultados apresentados neste capítulo mostram a viabilidade do estimador de estados baseado nas técnicas de fusão de dados para a incorporação de diversas classes de medida na EE.

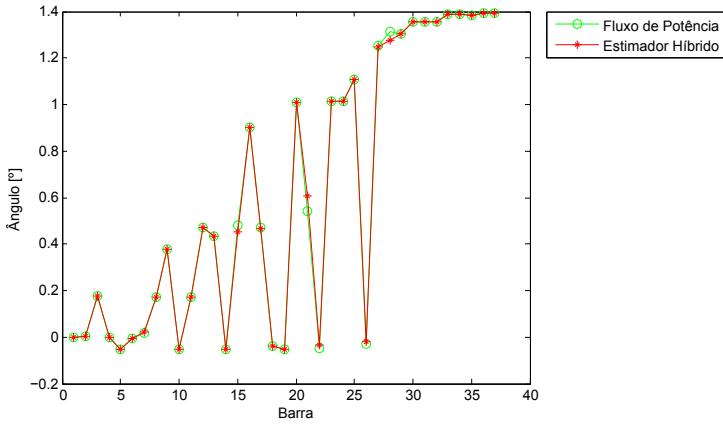


(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema isolado para o estimador híbrido.

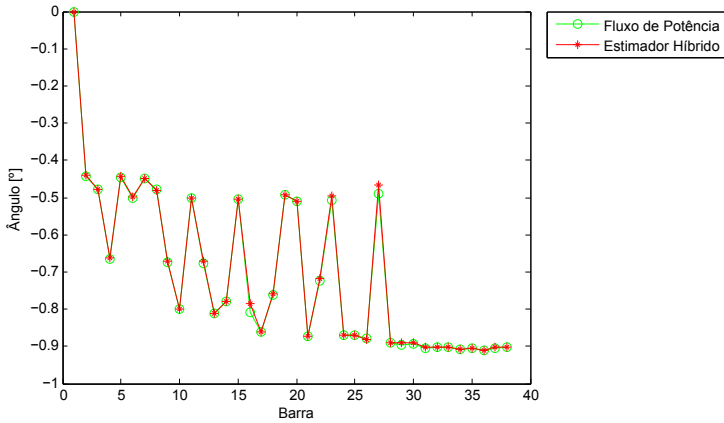


(b) Magnitudes de tensão nas barras do sistema conectado para o estimador híbrido.

Figura 6.33 – Comparação das tensões resultantes na EE para o estimador híbrido com o sistema operando em modo conectado e isolado.

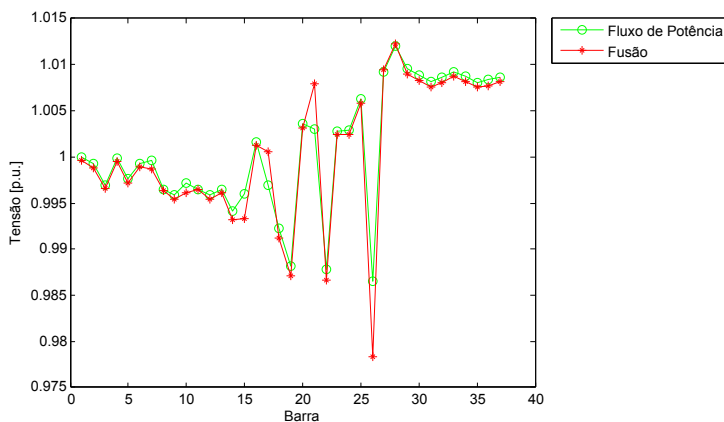


(a) Ângulos de tensão nas barras do sistema isolado para o estimador híbrido.

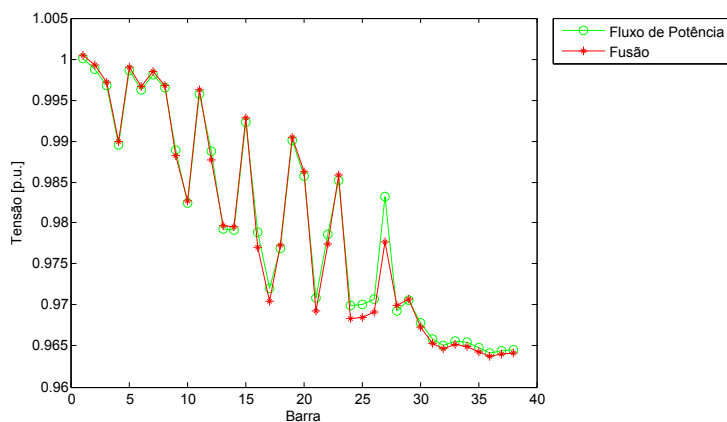


(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema conectado para o estimador híbrido.

Figura 6.34 – Comparação dos ângulos resultantes na EE para o estimador híbrido com o sistema operando em modo conectado e isolado.

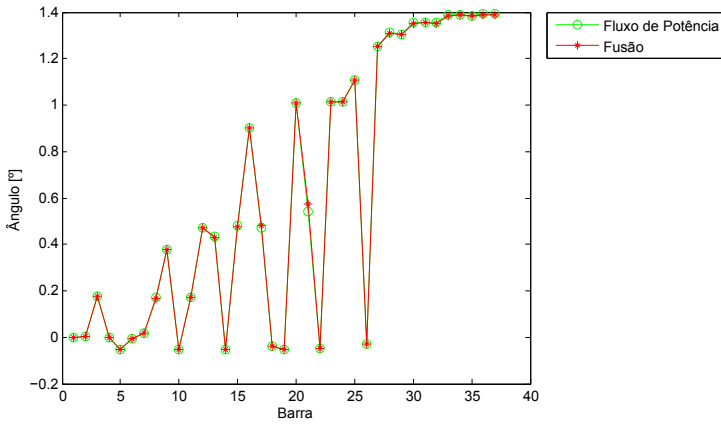


(a) Magnitudes de tensão nas barras do sistema isolado para o estimador baseado nas técnicas de fusão.

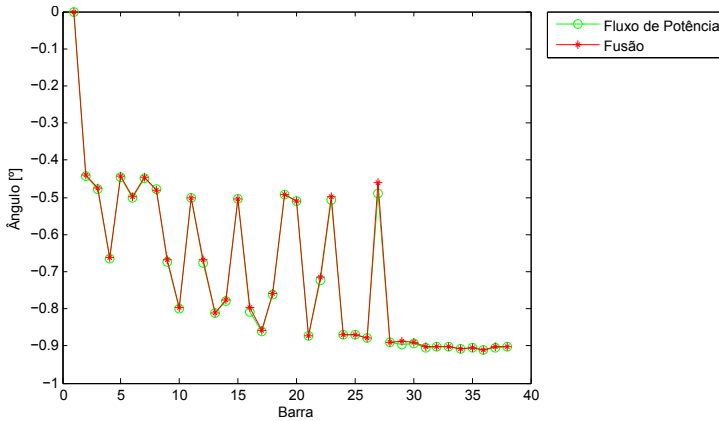


(b) Magnitudes de tensão nas barras do sistema conectado para o estimador baseado nas técnicas de fusão.

Figura 6.35 – Comparação das tensões resultantes na EE para o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados com o sistema operando em modo conectado e isolado.



(a) Ângulos de tensão nas barras do sistema isolado para o estimador baseado nas técnicas de fusão



(b) Ângulos de tensão nas barras do sistema conectado para o estimador baseado nas técnicas de fusão.

Figura 6.36 – Comparação dos ângulos resultantes na EE para o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados com o sistema operando em modo conectado e isolado.



## 6.6 Conclusão

Neste capítulo são desenvolvidas as simulações para a análise dos resultados desta dissertação. Antes da apresentação de resultados, porém, é primeiramente descrito o sistema-teste e dedicada atenção a outros aplicativos relevantes ao trabalho, como o método de fluxo de potência implementado para considerar a possibilidade de operação isolada de microrredes.

Com relação aos bancos de baterias, é simulado o efeito de sua inserção no sistema teste com o intuito de utilizá-los para a correção dos desvios de frequência na microrrede operando isolada. Para tanto, a estratégia de controle é definida e diferentes situações são abordadas.

Primeiramente, não foi levada em conta a intermitência das fontes de geração renováveis e três patamares de carregamento das baterias foram considerados, a saber 30%, 50% e 80%. Quando não é possível corrigir os desvios de frequência com a energia armazenada nas baterias, mostra-se que há necessidade de atuação sobre a carga para tal. Para finalizar a etapa das simulações referente às baterias, é levada em conta a intermitência da geração distribuída para analisar as diferenças entre os casos.

Neste ponto, destaca-se novamente o intuito da consideração, mesmo que de forma simplificada, da intermitência na geração distribuída, que possibilita maior compreensão da flexibilidade proporcionada pelos sistemas de armazenamento. Está claro que esta é uma questão a ser mais elaborada para contemplar todas as possíveis ocorrências em uma microrrede real, mesmo porque estudos neste sentido devem ser direcionados para cada aplicação particular, visto que as características de vento e radiação solar diferem de acordo com a região na qual a MR está inserida.

Para a estimação de estados, antes dos resultados, indicadores de qualidade, o plano de medição e as variâncias típicas esperadas para cada classe de medida são apresentadas. Nas simulações dois diferentes estimadores são implementados, o estimador híbrido e outro baseado nas técnicas de fusão de dados. Diferentes situações são exploradas com a inclusão progressiva de dados nos estimadores. Primeiramente são consideradas apenas as pseudomedidas e as medidas do sistema SCADA, as medidas fasoriais são inseridas na sequência e, por fim as informações dos medidores inteligentes são também consideradas.

Para o plano de medição apenas com as pseudomedidas e os dados do sistema SCADA, o resultado é aquém do almejado, fato ocasionado pela qualidade das pseudomedidas e a baixa disponibilidade de

informações SCADA. Porém, com a inserção das medidas fasoriais, que além de adicionar dados para a EE, contemplam medidas mais precisas, resultados com o nível de precisão exigido para monitoração da operação em tempo real são obtidos. Isto ocorre tanto para o estimador híbrido quanto para o método da fusão. A inclusão dos dados dos MIs apresenta apenas uma pequena melhora nos módulos das tensões estimadas, não tendo efeito sobre os ângulos.

Por fim, ressalta-se que o estimador baseado nas técnicas de fusão de dados apresenta-se viável para a estimação de estados nas microrredes empregando as informações da forma que é discutida neste trabalho. Além disso, este estimador possui vantagens para incorporar diferentes classes de medida em relação ao estimador híbrido, conforme discutido no Capítulo 5.

## 7 CONCLUSÕES

### 7.1 Considerações Finais

Atualmente, a construção de grandes usinas hidrelétricas e termelétricas, movidas a combustíveis fósseis, tem se tornado cada vez mais difícil de viabilizar devido, principalmente, às preocupações ambientais. Consequentemente, um dos possíveis rumos que podem ser seguidos para a continuidade do atendimento à demanda é a produção de energia em pequenas quantidades em locais próximos às cargas. Aliado a isto deve-se considerar a evolução tecnológica que contribuirá significativamente para transformar as redes elétricas atuais em sistemas mais inteligentes e eficientes.

É neste contexto que se enquadra o conceito de microrredes, redes de baixa tensão de menor porte equipadas com fontes de geração local, controladores de carga-frequência e dotadas da capacidade de operar em modo isolado sob situações emergenciais. Com os recursos tecnológicos hoje disponíveis, a operação de microrredes interligadas à rede de média tensão tende a se constituir uma tarefa menos complexa do que enfrentar os desafios da operação de grandes sistemas elétricos interconectados.

Neste sentido, diversos são os elementos que devem ser compreendidos pela complexidade das redes do futuro e diferenças existentes em relação ao que há atualmente. Um desses aspectos é a modelagem de baterias como fontes acumuladoras de energia, tendo em vista seu grande potencial de promover o balanceamento de geração e carga e assim prevenir significativas excursões de frequência. Este trabalho considera a inserção de bancos de baterias em um sistema-teste caracterizado como uma microrrede e empreende uma análise de sua contribuição para a operação das MRs operando em modo isolado.

Outro tópico relevante relativo à operação de microrredes que é abordado neste trabalho diz respeito à monitoração em tempo real das condições operativas. Nesse sentido, a estimação de estados aparece como um dos elementos necessários para a operação destas redes modernas, desempenhando papel fundamental na tomada de decisão local de acordo com as exigências e eventos que podem afetar a operação de sistemas elétricos. Com o objetivo de conciliar as diferentes fontes de dados disponíveis sobre as condições operativas de uma microrrede - medidas oriundas de sistemas SCADA, medidas fasoriais sincronizadas, dados de medidores inteligentes e pseudomedidas - este trabalho

propõe a utilização de um estimador baseado em métodos de fusão de estimativas. Para avaliar o desempenho do estimador proposto, dois algoritmos de estimação são implementados: um algoritmo para o método de fusão e um algoritmo híbrido que processa todas as classes de medida simultaneamente. Este último, em que pesem as dificuldades para sua aplicação na prática, tem o objetivo de servir de referência nos testes da proposta apresentada nesta dissertação.

No Capítulo 2 é realizada uma revisão das microrredes e algumas particularidades que as envolvem. Como estas redes estão intimamente ligadas ao conceito de redes inteligentes, detalhes sobre estas redes do futuro são abordados também neste capítulo, incluindo os medidores inteligentes, infraestrutura de medição, comunicação e tratamento de dados medidos. Os demais tópicos do capítulo estão diretamente ligados às microrredes, como sua definição, arquitetura, estruturas de controle e modos de operação.

No Capítulo 3 os esforços estão concentrados na revisão dos sistemas de armazenamento de energia, com foco principal nas baterias, que têm surgido com maior frequência nos sistemas elétricos como um todo, mas que são essenciais do ponto de vista das microrredes operando isoladas. Uma revisão de algumas das formas de armazenar energia foram expostas e exemplos reais de aplicação destes sistemas de armazenamento são mostrados. Por fim, é apresentada a modelagem de sistemas armazenadores de energia via banco de baterias utilizado no trabalho para comportar os desvios de frequência surgidos pelas alterações de carga com as microrredes operando em modo isolado.

O Capítulo 4 trata da estimação de estados, vista como ferramenta fundamental para a monitoração em tempo real das redes elétricas inteligentes mediante o processamento de diferentes classes de medidas potencialmente disponíveis nestes sistemas. Neste sentido, sua formulação matemática pelo método dos mínimos quadrados ponderados e solução pelo Método da Equação Normal baseado no algoritmo de Gauss-Newton são revisadas. As medidas fasoriais são introduzidas neste capítulo mas seu tratamento dentro dos estimadores é apresentado no capítulo seguinte. Ainda, devido às diferenças de taxas de varredura para cada sistema de medição, é proposta uma forma de compatibilização para o tratamento conjunto das medidas fasoriais com as demais classes de dados.

O Capítulo 5 discute mais detalhadamente a questão da estimação de estados nas microrredes, apresentando uma revisão bibliográfica do que têm sido feito até então na área. As formas para incorporar as diversas classes de medida dentro da estimação de estados são então

discutidas. É neste capítulo que é elaborada a proposta da dissertação e apresentados os algoritmos de EE desenvolvidos para a avaliação da proposta.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta e analisa os resultados de simulações realizadas com um sistema-teste realístico obtidos ao longo da pesquisa. Um dos objetivos é ilustrar a funcionalidade que as baterias podem desempenhar dentro da proposta pela busca em manter a frequência próxima ao seu valor nominal para a microrrede operando em modo isolado. Com relação à estimação de estados, os estimadores propostos são avaliados e comparados, na busca de uma metodologia eficiente para combinar informações operativas oriundas de diversas fontes de dados, capaz de disponibilizar informações adequadas para os operadores desempenharem suas funções de forma rápida, segura e eficiente.

Conclui-se que o método de fusão de estimativas constitui-se em uma alternativa viável e eficiente para a monitoração em tempo real de microrredes, por possibilitar o tratamento individualizado de medidas com características distintas e por fornecer resultados de qualidade semelhante à de um estimador híbrido idealizado.

## 7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

O método para a estimação de estados apresentado nesta dissertação procura realizar a integração das diversas classes de medidas disponíveis para desempenhar a EE nas microrredes. Porém, ainda há muito a ser explorado e aprimorado tanto com relação à estimação de estados quanto aos componentes das MRs. Citam-se como exemplos os sistemas de armazenamento de energia, tema também abordado neste trabalho. Portanto, algumas direções sugeridas para estudos mais aprofundados são sintetizados a seguir:

- Modelar detalhadamente os diversos componentes das microrredes, incluindo as fontes de geração de modo a levar em conta sua intermitência característica, e sistemas de armazenamento de energia;
- Realizar a estimação de estados considerando os desequilíbrios entre as fases existentes nos sistemas de distribuição e, consequentemente, nas microrredes;
- Aperfeiçoar o Estimador de Estados para estimar o estado de carregamento das baterias;

- Buscar um método de alocação ótima dos instrumentos de medição e prosseguir com esforços visando formas cada vez mais eficientes de tratamento dos dados coletados;
- Estudar a regulamentação dos medidores eletrônicos para explorar os dados que estes podem fornecer com vistas à sua utilização como fontes de dados para a estimação de estados das redes de baixa tensão e microrredes.

## REFERÊNCIAS

- [1] ZAMORA, R.; SRIVASTAVA, A. K. Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 14, n. 7, p. 2009–2018, 2010.
- [2] ABDEL-MAJEED, A.; TENBOHLEN, S.; SCHOLLHORN, D.; BRAUN, M. Development of state estimator for low voltage networks using smart meters measurement data. In: IEEE. *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*. [S.l.], 2013. p. 1–6.
- [3] MADUREIRA, A. G. *Coordinated and optimized voltage management of distribution networks with multi-microgrids*. Tese (Doutorado) — Universidade do Porto, 2010.
- [4] IBARRA, A. Saez-de; MILO, A.; GAZTAÑAGA, H.; ETXEBERRIA-OTADUI, I.; RODRIGUEZ, P.; BACHA, S.; DEBUSSCHERE, V. Analysis and comparison of battery energy storage technologies for grid applications. In: IEEE. *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*. [S.l.], 2013. p. 1–6.
- [5] DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.
- [6] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- [7] PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D’HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, Elsevier, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.
- [8] DONDI, P.; BAYOUMI, D.; HAEDERLI, C.; JULIAN, D.; SUTER, M. Network integration of distributed power generation. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 106, n. 1, p. 1–9, 2002.
- [9] HUANG, J.; GUPTA, V.; HUANG, Y.-F. Electric grid state estimators for distribution systems with microgrids. In: IEEE.

- Information Sciences and Systems (CISS), 2012 46th Annual Conference on.* [S.l.], 2012. p. 1–6.
- [10] HU, Y.; KUH, A.; KAVCIC, A.; NAKAFUJI, D. Micro-grid state estimation using belief propagation on factor graphs. In: *Proceedings of the Asia-Pacific Signal and Information Processing Association Annual Summit and Conference (APSIPA ASC)*. [S.l.: s.n.], 2010.
- [11] SHAHIDEHPOUR, M. Smart grid: A new paradigm for power delivery. *Proceedings of IEEE Bucharest Power Tech*, 2009.
- [12] GRILO, A. P.; GAO, P. Current state estimation for microgrids.
- [13] LASSETER, R. H. Microgrids and distributed generation. *Journal of Energy Engineering*, American Society of Civil Engineers, v. 133, n. 3, p. 144–149, 2007.
- [14] MCGRANAGHAN, M.; GOODMAN, F. Technical and system requirements for advanced distribution automation. IET, 2005.
- [15] HUANG, Y.-F.; WERNER, S.; HUANG, J.; KASHYAP, N.; GUPTA, V. State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid. *Signal Processing Magazine, IEEE*, IEEE, v. 29, n. 5, p. 33–43, 2012.
- [16] FARHANGI, H. The path of the smart grid. *Power and Energy Magazine, IEEE*, IEEE, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.
- [17] COMMUNICATION, L. S. *The smart grid: An Introduction*. [S.l.].
- [18] LASSETER, R.; AKHIL, A.; MARNAY, C.; STEPHENS, J.; DAGLE, J.; GUTTROMSON, R.; MELIOPOULOUS, A.; YINGER, R.; ETO, J. The certs microgrid concept. *White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy*, 2002.
- [19] HATZIARGYRIOU, N.; JENKINS, N.; STRBAC, G.; LOPES, J. P.; RUELA, J.; ENGLER, A.; OYARZABAL, J.; KARINIO-TAKIS, G.; AMORIM, A. et al. Microgrids - large scale integration of micro-generation to low voltage grids. *CIGRE C6-309*, 2006.



- [20] HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. Microgrids: An overview of ongoing research, development, and demonstration projects. *Power and Energy Magazine, IEEE*, IEEE, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007.
- [21] GIL, N. J. de Abreu e S. C. *Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi-Micro-Redes*. Tese (Doutorado) — Universidade do Porto, 2009.
- [22] OLIVARES, D. E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A. H.; CAÑIZARES, C. A.; IRAVANI, R.; KAZERANI, M.; HAJIMI-RAGHA, A. H.; GOMIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, M.; PALMA-BEHNKE, R. et al. Trends in microgrid control. *IEEE*.
- [23] RESE, L. *Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.
- [24] KATIRAEI, F.; IRAVANI, R.; HATZIARGYRIOU, N.; DIMEAS, A. Microgrids management. *Power and Energy Magazine, IEEE*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 54–65, 2008.
- [25] PUDJANTO, D.; STRBAC, G.; OBERBEEKE, F. van; ANDROUTSOS, A.; LARRABE, Z.; SARAIVA, J. T. Investigation of regulatory, commercial, economic and environmental issues in microgrids. In: IEEE. *Future Power Systems, 2005 International Conference on*. [S.l.], 2005. p. 6–pp.
- [26] (CGEE), C. de Gestão e E. E. *Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional*. [S.l.], 2012.
- [27] ZHENG, J.; GAO, D. W.; LIN, L. Smart meters in smart grid: An overview. In: IEEE. *Green Technologies Conference, 2013 IEEE*. [S.l.], 2013. p. 57–64.
- [28] LEITE, D.; LAMIN, H.; ALBUQUERQUE, J. de; CAMARGO, I. Regulatory impact analysis of smart meters implementation in brazil. In: IEEE. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*. [S.l.], 2012. p. 1–8.
- [29] Acesso em: 15/01/2015. Disponível em: <[www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=108&t=3](http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=108&t=3)>.

- [30] Acesso em: 15/01/2015. Disponível em: <[www.eia.gov/electricity/sales\\_revenue\\_price/pdf/table1.pdf](http://www.eia.gov/electricity/sales_revenue_price/pdf/table1.pdf)>.
- [31] BENZI, F.; ANGLANI, N.; BASSI, E.; FROSINI, L. Electricity smart meters interfacing the households. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 58, n. 10, p. 4487–4494, 2011.
- [32] HIERZINGER, R.; ALBU, M.; ELBURG, H. van; SCOTT, A.; ŁAZICKI, A.; PENTTINEN, L.; PUENTE, F.; SÆLE, H. European smart metering landscape report 2012. *SmartRegions Deliverable*, v. 2, 2012.
- [33] ARCAUZ, N.; GOñI, A.; ADRIANSEN, M.; ROELOFSEN, B.; SCHAUB, T.; TARRUEL, F.; SCHUMACHER, B. *Smart metering market overview*. [S.l.], 2012.
- [34] Acesso em: 16/01/2015. Disponível em: <[www.smartmeters.vic.gov.au/about-smart-meters/end-of-rollout](http://www.smartmeters.vic.gov.au/about-smart-meters/end-of-rollout)>.
- [35] LAUGHTON, M. Fuel cells. *Engineering Science and Education*, p. 7–16, 2002.
- [36] MOHD, A.; ORTJOHANN, E.; SCHMELTER, A.; HAMSIC, N.; MORTON, D. Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid. In: IEEE. *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*. [S.l.], 2008. p. 1627–1632.
- [37] SCHOENUNG, S.; BURNS, C. Utility energy storage applications studies. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 11, n. 3, p. 658–665, 1996.
- [38] RIBEIRO, P. F.; JOHNSON, B. K.; CROW, M. L.; ARSOY, A.; LIU, Y. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 89, n. 12, p. 1744–1756, 2001.
- [39] KWHANNET, U.; SINSUPHUN, N.; LEETON, U.; KULWORAWANICHONG, T. Impact of energy storage in micro-grid systems with dgs. In: IEEE. *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*. [S.l.], 2010. p. 1–6.

- [40] DAOUD, M. I.; ABDEL-KHALIK, A.; MASSOUD, A.; AHMED, S.; ABBASY, N. H. On the development of flywheel storage systems for power system applications: A survey. In: IEEE. *Electrical Machines (ICEM), 2012 XXth International Conference on*. [S.l.], 2012. p. 2119–2125.
- [41] MILLER, N.; MANZ, D.; ROEDEL, J.; MARKEN, P.; KRONBECK, E. Utility scale battery energy storage systems. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. [S.l.], 2010. p. 1–7.
- [42] HILL, C. A.; SUCH, M. C.; CHEN, D.; GONZALEZ, J.; GRADY, W. M. Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 850–857, 2012.
- [43] ANDERSON, M. D.; CARR, D. S. Battery energy storage technologies. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 81, n. 3, p. 475–479, 1993.
- [44] MEDORA, N. K.; KUSKO, A. Dynamic battery modeling of lead-acid batteries using manufacturers' data. In: IEEE. *Telecommunications Conference, 2005. INTELEC'05. Twenty-Seventh International*. [S.l.], 2005. p. 227–232.
- [45] RYNKIEWICZ, R. Discharge and charge modeling of lead acid batteries. In: IEEE. *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1999. APEC'99. Fourteenth Annual*. [S.l.], 1999. v. 2, p. 707–710.
- [46] PENG, W.; BAGHZOUZ, Y. Accurate circuit model for steady-state and dynamic performance of lead-acid agm batteries. In: IEEE. *Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues & Prospects for Asia (ICUE), 2011 International Conference and*. [S.l.], 2011. p. 1–6.
- [47] SIMÕES COSTA, A.; RESE, L.; SILVA, A. S. A modified load flow algorithm for microgrids operating in islanded mode. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*, 2013.
- [48] SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part i: Exact model. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, n. 1, p. 120–125, 1970.

- [49] SCHWEPPE, F. C.; ROM, D. B. Power system static-state estimation, part ii: Approximate model. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, n. 1, p. 125–130, 1970.
- [50] SCHWEPPE, F. C. Power system static-state estimation, part iii: Implementation. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, n. 1, p. 130–135, 1970.
- [51] LEITES, R. A. da C. *Processamento de Medidas Fasoriais de Tensão e Corrente na Estimação de Estados em Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- [52] ALBUQUERQUE, A. N. C. de. *Estratégias em Dois Estágios para Incorporar Medidas Fasoriais Sincronizadas na Estimação de Estados em Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.
- [53] BEZ, D. M. *Estratégia em Dois Estágios Utilizando Rotações de Givens em Blocos Para a Inclusão de Medidas Fasoriais na Estimação de Estados em Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
- [54] EDER, C. J. F. *Métodos de Fusão de Estimativas para Agregação de Múltiplas Fontes de Informação à Estimação de Estados em Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.
- [55] SIMÕES COSTA, A.; ALBUQUERQUE, A. A two-stage orthogonal estimator to incorporate phasor measurements into power system real-time modeling. In: *Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.: s.n.], 2011.
- [56] SIMÕES COSTA, A.; ALBUQUERQUE, A.; BEZ, D. An estimation fusion method for including phasor measurements into power system real-time modeling. *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 28, n. 2, p. 1910–1920, 2013.
- [57] ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. [S.l.]: CRC Press, 2004.
- [58] MONTICELLI, A. *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. [S.l.]: Springer, 1999.

- [59] PHADKE, A. Synchronized phasor measurements in power systems. *IEEE Computer Applications in Power*, 1993.
- [60] COSTA, A. S.; MEYER, B. T.; DECKER, I. C. Análise dos benefícios de medições fasoriais sincronizadas quanto ao desempenho da estimação de estados em sistemas de potência. In: *XVII Brazilian Conference on Automatic Control*. [S.l.: s.n.], 2008.
- [61] SUN, H.; WANG, Z.; NIKOVSKI, D. Two-level state estimation method for power systems with scada and pmu measurements. In: *IEEE. Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), 2012 IEEE*. [S.l.], 2012. p. 1–5.
- [62] BI, T.; QIN, X.; YANG, Q. A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 78, n. 8, p. 1343–1352, 2008.
- [63] ZIVANOVIC, R.; CAIRNS, C. Implementation of pmu technology in state estimation: an overview. In: *IEEE. AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4th*. [S.l.], 1996. v. 2, p. 1006–1011.
- [64] ZHANG, Q.; CHAKHCHOUKH, Y.; VITTAL, V.; HEYDT, G. T.; LOGIC, N.; STURGILL, S. Impact of pmu measurement buffer length on state estimation and its optimization. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 28, n. 2, p. 1657–1665, 2013.
- [65] KORRES, G. N.; HATZIARGYRIOU, N. D.; KATSIKAS, P. J. State estimation in multi-microgrids. *European Transactions on Electrical Power*, Wiley Online Library, v. 21, n. 2, p. 1178–1199, 2011.
- [66] THORP, J.; PHADKE, A.; KARIMI, K. Real time voltage-phasor measurement for static state estimation. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, n. 11, p. 3098–3106, 1985.
- [67] PHADKE, A.; THORP, J.; KARIMI, K. State estimation with phasor measurements. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 1, n. 1, p. 233–238, 1986.
- [68] ZHOU, J.; ZHU, Y.; YOU, Z.; SONG, E. An efficient algorithm for optimal linear estimation fusion in distributed multisensor systems. *Systems, Man and Cybernetics, Part A: Systems and*

- Humans, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 36, n. 5, p. 1000–1009, 2006.
- [69] CHEN, F.; HAN, X.; PAN, Z.; HAN, L. State estimation model and algorithm including pmu. In: IEEE. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. [S.l.], 2008. p. 1097–1102.
- [70] CHAKRABARTI, S.; KYRIAKIDES, E.; LEDWICH, G.; GHOSH, A. A comparative study of the methods of inclusion of pmu current phasor measurements in a hybrid state estimator. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. [S.l.], 2010. p. 1–7.
- [71] ASPROU, M.; KYRIAKIDES, E. A constrained hybrid state estimator including pseudo flow measurements. In: IET. *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on*. [S.l.], 2010. p. 1–6.
- [72] LI, X. R.; ZHU, Y.; WANG, J.; HAN, C. Optimal linear estimation fusion—part i: Unified fusion rules. *Information Theory, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 49, n. 9, p. 2192–2208, 2003.
- [73] LUO, R. C.; YIH, C.-C.; SU, K. L. Multisensor fusion and integration: approaches, applications, and future research directions. *Sensors Journal, IEEE*, IEEE, v. 2, n. 2, p. 107–119, 2002.
- [74] LUO, R. C.; KAY, M. G. A tutorial on multisensor integration and fusion. In: IEEE. *Industrial Electronics Society, 1990. IECON'90., 16th Annual Conference of IEEE*. [S.l.], 1990. p. 707–722.
- [75] ZHU, Y.; LI, X. R. Best linear unbiased estimation fusion. In: *Proceedings of the second international information fusion conference*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 1054–1061.
- [76] HALL, D. L.; LLINAS, J. An introduction to multisensor data fusion. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 85, n. 1, p. 6–23, 1997.
- [77] LI, X. R.; ZHANG, K. Optimal linear estimation fusion—part iv: Optimality and efficiency of distributed fusion. In: *Proc. 2001 International Conf. on Information Fusion*. [S.l.: s.n.], 2001.

- 
- [78] KEMA. Metrics for determining the impact of phasor measurements on power system state estimation. *Eastern Interconnection Phasor Project*, 2006.





## **APÊNDICE A - Dados do Sistema Teste**



Tabela A.1 – Dados de linha do sistema teste.

Ramo	De	Para	Resistência de fase [ $\Omega$ ]	Reatância de fase [ $\Omega$ ]
1	1	2	0,0115	6,40E-03
2	1	3	0,0099	5,50E-03
3	1	4	0,0011	6,40E-04
4	1	5	0,0061	3,40E-03
5	1	6	0,0185	5,30E-03
6	2	7	0,0051	2,30E-03
7	3	8	0,0042	1,90E-03
8	3	9	0,0096	4,30E-03
9	5	10	0,0018	3,80E-04
10	8	11	0,0017	7,50E-04
11	9	12	0,0050	7,50E-04
12	9	13	0,0337	5,10E-03
13	10	14	0,0125	1,90E-03
14	12	15	0,0167	1,30E-03
15	12	16	0,0228	3,40E-03
16	13	17	0,0217	3,30E-03
17	14	18	0,0300	2,30E-03
18	14	19	0,0367	5,50E-03
19	16	20	0,0058	8,80E-04
20	17	21	0,0383	5,80E-03
21	19	22	0,0117	1,80E-03
22	20	23	0,0167	1,30E-03
23	20	24	0,0133	1,00E-03
24	20	25	0,0050	7,50E-04
25	22	26	0,0469	2,30E-03
26	25	27	0,1080	1,60E-03
27	27	28	0,0100	1,50E-03
28	27	29	0,0067	1,00E-03
29	29	30	0,0083	1,30E-03
30	30	31	0,0117	8,80E-04
31	30	32	0,0067	1,00E-03
32	30	33	0,0050	7,50E-04
33	33	34	0,0083	6,00E-04
34	33	35	0,0092	1,40E-03
35	34	36	0,0067	5,00E-04
36	34	37	0,0667	5,00E-03

Tabela A.2 – Dados de barra do sistema teste.

Barra	Pot. Ativa [kW]	Pot. Reativa [kvar]
1	0,00	0,00
2	0,00	0,00
3	12,38	1,40
4	3,17	0,37
5	15,92	1,77
6	13,30	1,46
7	3,78	0,43
8	17,69	1,95
9	7,56	0,85
10	1,89	0,18
11	0,00	0,00
12	10,13	1,10
13	26,54	2,93
14	0,00	0,00
15	1,28	0,12
16	5,67	0,61
17	15,37	1,71
18	13,91	1,53
19	11,35	1,28
20	13,24	1,46
21	7,56	0,85
22	8,85	0,98
23	0,61	0,12
24	4,76	0,49
25	5,67	0,61
26	6,28	0,67
27	7,56	0,85
28	5,25	0,61
29	3,78	0,43
30	10,74	1,16
31	6,53	0,73
32	6,28	0,67
33	3,17	0,37
34	3,78	0,43
35	0,00	0,00
36	13,24	1,46
37	5,67	0,61
38	5,67	0,61

## **APÊNDICE B – Dados do Fluxo de Potência**



Tabela B.1 – Sistema Isolado.

Barra	Módulo [p.u.]	Ângulo [°]
1	1,0000	0,0000
2	0,9993	0,0043
3	0,9970	0,1778
4	0,9999	-0,0027
5	0,9976	-0,0527
6	0,9993	-0,0067
7	0,9996	0,0194
8	0,9965	0,1708
9	0,9958	0,3781
10	0,9972	-0,0539
11	0,9964	0,1705
12	0,9958	0,4724
13	0,9965	0,4320
14	0,9942	-0,0527
15	0,9960	0,4796
16	1,0016	0,9032
17	0,9970	0,4707
18	0,9923	-0,0395
19	0,9882	-0,0533
20	1,0036	1,0110
21	1,0030	0,5437
22	0,9878	-0,0502
23	1,0028	1,0129
24	1,0029	1,0123
25	1,0062	1,1059
26	0,9866	-0,0310
27	1,0092	1,2527
28	1,0120	1,3112
29	1,0095	1,3049
30	1,0088	1,3545
31	1,0081	1,3558
32	1,0086	1,3550
33	1,0092	1,3870
34	1,0087	1,3904
35	1,0080	1,3842
36	1,0084	1,3910
37	1,0087	1,3924

Tabela B.2 – Sistema Interconectado.

Barra	Módulo [p.u.]	Ângulo [°]
0	1,0000	0,0000
1	0,9988	-0,4417
2	0,9968	-0,4788
3	0,9895	-0,6641
4	0,9987	-0,4450
5	0,9962	-0,5004
6	0,9981	-0,4484
7	0,9965	-0,4786
8	0,9889	-0,6747
9	0,9824	-0,8002
10	0,9957	-0,5023
11	0,9888	-0,6765
12	0,9793	-0,8128
13	0,9792	-0,7789
14	0,9924	-0,5045
15	0,9789	-0,8079
16	0,9720	-0,8598
17	0,9769	-0,7609
18	0,9900	-0,4932
19	0,9858	-0,5099
20	0,9708	-0,8718
21	0,9786	-0,7237
22	0,9852	-0,5083
23	0,9700	-0,8697
24	0,9701	-0,8703
25	0,9707	-0,8800
26	0,9833	-0,4910
27	0,9693	-0,8905
28	0,9706	-0,8963
29	0,9678	-0,8926
30	0,9658	-0,9037
31	0,9651	-0,9023
32	0,9656	-0,9031
33	0,9654	-0,9080
34	0,9647	-0,9049
35	0,9642	-0,9110
36	0,9644	-0,9041
37	0,9646	-0,9031